

**Rodrigo Moraes Rosas Ávila**

**OTIMIZAÇÃO DA OPERAÇÃO VOLTADA AO NEGÓCIO DE USINAS  
EÓLICA E PCH.**

**CURITIBA**

**2013**

**Rodrigo Moraes Rosas Ávila**

**OTIMIZAÇÃO DA OPERAÇÃO VOLTADA AO NEGÓCIO DE USINAS  
EÓLICA E PCH.**

Dissertação apresentada ao Programa de Pós Graduação em Engenharia de Recursos Hídricos e Ambiental, Departamento de Hidráulica e Saneamento, Setor de Tecnologia da Universidade Federal do Paraná, como parte das exigências para a obtenção do título de Mestre em Engenharia de Recursos Hídricos.

Orientador: Dr. Marcelo Rodrigues Bessa

**CURITIBA**

**2013**

---

A958o    Ávila, Rodrigo Moraes Rosas  
            Otimização da operação voltada ao negócio de usinas eólica e  
            PCH / Rodrigo Moraes Rosas Ávila. – Curitiba, 2013.  
            148f.: il., tab., graf.

            Dissertação (mestrado) - Universidade Federal do Paraná, Setor  
            de Tecnologia, Programa de Pós-graduação em Engenharia de  
            Recursos Hídricos e Ambiental.

            Orientador: Marcelo Rodrigues Bessa.

            1. Usinas elétricas – Aspectos econômicos. 2. Parque eólico.  
            3. Usina hidrelétrica. 4. Modelos matemáticos. I. Bessa, Marcelo  
            Rodrigues. II. Universidade Federal do Paraná. III. Título.

CDD: 333.79323

---

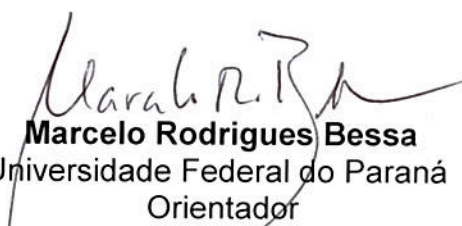
## TERMO DE APROVAÇÃO

**Rodrigo Moraes Rosas Ávila**

### **“Otimização da Operação voltada ao negócio de Usinas Eólica e PCH”**

Dissertação aprovada como requisito parcial à obtenção do grau de Mestre, pelo Programa de Pós-Graduação em Engenharia de Recursos Hídricos e Ambiental do Setor de Tecnologia da Universidade Federal do Paraná, pela comissão formada pelos professores:

PRESIDENTE:



**Marcelo Rodrigues Bessa**  
Universidade Federal do Paraná  
Orientador

MEMBROS:



**Secundino Soares Filho**  
Universidade Estadual de Campinas



**Heinz Dieter Fill**  
Universidade Federal do Paraná



**Miriam Rita Moro Mine**  
Universidade Federal do Paraná



**Eloy Kaviski**  
Universidade Federal do Paraná

**Curitiba, 02 de agosto de 2013**





## Agradecimentos

À Deus, por me abençoar.

À minha esposa Sirlene, por toda sua alegria contagiante e compreensão dos momentos abdicados em família.

Às minhas filhas Gabriela (3 anos) e Grasiela (1 ano), dentre as várias razões, por deixar o pai fazer a “lição da escolinha”.

Aos meus pais Nelson e Mara (*in memoriam*), e aos meus irmãos Raul e Rafaela, por todo o apoio incondicional.

Ao Prof. Dr. Marcelo Bessa, pela amizade, orientação, liberdade e fé depositada neste trabalho. Agradeço também por todas as conversas sobre os mais diversos assuntos culturais.

À todos os professores do PPGERHA da UFPR, em especial ao Prof. Dr. Eloy Kaviski, ao Prof. Dr. Heinz Fill e a Profa. Dra. Miriam Mine, tanto pelas aulas quanto pela enorme contribuição dada a este trabalho ainda em fase de qualificação.

Ao Prof. Dr. Secundino Soares Filho, por todas as suas explanações de profundo saber científico sobre o setor elétrico.

À Copel por entender a importância de se investir em pesquisa e desenvolvimento e me proporcionar tempo para concluir esta dissertação.

Ao amigo M.Sc. Clóvis Salmazo, por toda a sua contribuição durante os últimos 5 anos que me fizeram evoluir, a nível profissional e pessoal, cujos resultados tiveram forte influência nos estudos apresentados.

Aos amigos M.Sc. Sinvaldo Moreno e M.Sc. Leandro Nacif, pelos momentos filosóficos inspiradores e criativos ocorridos durante os “cafezinhos” de intervalo.

Aos demais amigos e a todos àqueles que eu esteja esquecendo (injustamente) de citar, minha sincera gratidão por todo o apoio e colaboração que foram fundamentais para a conclusão de mais uma etapa importante de minha vida.

## **Epígrafe**

Se queres prever o futuro, estuda o pasado.  
Confúcio, século V a.C.

# Conteúdo

<b>Lista de Figuras .....</b>	<b>ix</b>
<b>Lista de Tabelas .....</b>	<b>xv</b>
<b>Lista de Siglas .....</b>	<b>xvii</b>
<b>Resumo .....</b>	<b>xix</b>
<b>Abstract.....</b>	<b>xx</b>
<b>1 Introdução .....</b>	<b>1</b>
1.1 Objetivo Geral .....	3
1.2 Objetivos Específicos .....	3
1.3 Justificativas .....	4
1.4 Organização do Trabalho .....	5
<b>2 Modelo Institucional.....</b>	<b>7</b>
2.1 Antecedentes .....	7
2.2 Instituições .....	9
2.2.1 Conselho Nacional de Política Energética .....	9
2.2.2 Ministério de Minas e Energia .....	11
2.2.3 Comitê de Monitoramento do Setor Elétrico .....	11
2.2.4 Empresa de Pesquisa Energética .....	12
2.2.5 Agência Nacional de Energia Elétrica .....	12
2.2.6 Operador Nacional do Sistema Elétrico .....	13

2.2.7	Câmara de Comercialização de Energia Elétrica .....	14
2.3	Considerações Gerais .....	14
<b>3</b>	<b>Regras Básicas de Mercado .....</b>	<b>16</b>
3.1	Certificado de Garantia .....	16
3.2	Agentes de Mercado e Ambientes de Contratação .....	23
3.3	Benefício Econômico de uma Usina .....	25
3.3.1	Cenário A: Geração de Energia sem Contratos .....	26
3.3.2	Cenário B: Produção Vendida em Contratos .....	27
3.3.3	Cenário C: Geração Média Vendida em Contratos .....	28
3.3.4	Cenário D: Hidrelétrica no MRE com Vendas Contratuais .....	30
<b>4</b>	<b>Elementos de Otimização e Métodos Usados .....</b>	<b>32</b>
4.1	Abordagem .....	32
4.2	Programação Matemática .....	38
4.2.1	Método de Newton .....	40
4.2.2	Dualidade .....	43
4.2.3	Otimização Não-Linear .....	43
4.2.4	Método dos Pontos Interiores Primal-Dual .....	46
<b>5</b>	<b>Operação de Sistemas de Produção de Energia Elétrica .....</b>	<b>50</b>
5.1	Modelo de Programação da Operação .....	50
5.2	Estudos Correlatos .....	55
5.3	Considerações Gerais .....	57
<b>6</b>	<b>Otimização da PCH .....</b>	<b>58</b>
6.1	A Usina Hidráulica .....	58
6.2	Sistema de Produção Hidroelétrico .....	62

6.3	Formulação Matemática .....	66
6.4	Algoritmo de Solução .....	74
6.5	Análise dos Resultados .....	77
6.5.1	Cenário A - Máxima Geração Hidroelétrica .....	78
6.5.2	Cenário B - Máxima Receita com Usina Fora do MRE .....	82
6.5.3	Cenários C - Máxima Receita com Usina Dentro do MRE .....	89
6.6	Considerações Gerais .....	96
<b>7</b>	<b>Otimização da Usina Eólica com Usina Hidrelétrica .....</b>	<b>101</b>
7.1	Sistema de Produção Eólico .....	101
7.2	Formulação Matemática .....	107
7.3	Análise dos Resultados .....	111
7.3.1	Premissas Adotadas .....	112
7.3.2	Usina Eólica Isolada .....	113
7.3.3	Usina Eólica e Pequena Central Hidrelétrica .....	117
7.4	Considerações Gerais .....	128
<b>8</b>	<b>Conclusão .....</b>	<b>131</b>
8.1	Introdução .....	131
8.2	Conclusão .....	132
8.2.1	Pequena Central Hidrelétrica .....	132
8.2.2	Usina Eólica .....	133
8.2.3	Pequena Central Hidrelétrica e Usina Eólica .....	134
8.3	Trabalhos Futuros .....	134
	<b>Glossário .....</b>	<b>135</b>
	<b>Referências Bibliográficas .....</b>	<b>140</b>

## Lista de Figuras

Figura 2.1	Relacionamento institucional do setor elétrico .....	10
Figura 2.2	Legislação do setor elétrico .....	15
Figura 3.1	Esquema de divisão de quedas dos rios .....	17
Figura 3.2	Determinação da energia assegurada entre as usinas .....	20
Figura 3.3	Ilustração dos sistemas relacionados à energia elétrica. ....	24
Figura 3.4	Funcionamento simplificado do Mecanismo de Realocação de Energia. ....	26
Figura 3.5	Exemplo didático de receitas dos cenários A e B. ....	28
Figura 3.6	Exemplo de receitas das equações (3.3) e (3.5) com premissas do cenário C. ....	29
Figura 4.1	Modelo: uma simplificação do sistema real .....	33
Figura 4.2	Critério de classificação dos problemas de otimização .....	35
Figura 4.3	Estrutura dos algoritmos de direção de busca .....	36
Figura 4.4	Exemplo de células automatas binárias após algumas iterações do <i>jogo da vida</i> . ....	38

Figura 4.5	Estrutura do método de Newton	41
Figura 4.6	Algoritmo de busca unidimensional <i>backtracking</i>	42
Figura 4.7	Função logaritmo natural no intervalo entre 0,0001 e 3,0000.	45
Figura 4.8	Método clássico da barreira.	46
Figura 6.1	Esquema com os elementos da PCH Chaminé	59
Figura 6.2	Pequena central hidrelétrica Chaminé	59
Figura 6.3	Barragem do reservatório Salto do Meio	60
Figura 6.4	Barragem do reservatório Vossoroca	60
Figura 6.5	Logaritmo natural das vazões naturais médias mensais de 1982 a 2012 ( $\text{m}^3/\text{s}$ )	62
Figura 6.6	Vazões naturais da usina ( $\text{m}^3/\text{s}$ )	63
Figura 6.7	Curva de permanência das vazões naturais	63
Figura 6.8	Preço da energia no mercado de curto prazo (R\$/MWh)	64
Figura 6.9	Curva de permanência do preço da energia	64
Figura 6.10	Esquema de usina hidrelétrica	65
Figura 6.11	Ilustração das decisões de lançamento de água se convertendo em receita	67

Figura 6.12 Esquema representativo das variáveis da função objetivo .....	68
Figura 6.13 Aplicativo Scilab rodando o otimizador .....	74
Figura 6.14 Algoritmo principal do modelo matemático escrito no Scilab. ....	75
Figura 6.15 Algoritmo da função de avaliação do desempenho econômico da usina. ....	76
Figura 6.16 Volume e vazões simuladas de Vossoroca para cenário de máxima geração. .	79
Figura 6.17 Geração e vazões de Salto do Meio para cenário simulado de máxima geração. ....	79
Figura 6.18 Volume e vazões de Vossoroca otimizadas para máxima geração. ....	80
Figura 6.19 Geração e vazões de Salto do Meio otimizadas para máxima geração. ....	81
Figura 6.20 Receita com usina fora do MRE (R\$ mil). ....	82
Figura 6.21 Afluências e decisões de defluências ótimas do reservatório Vossoroca ....	83
Figura 6.22 Volume e diferença entre vazão defluente e afluente do reservatório Vossoroca	83
Figura 6.23 Preço da energia, volume de Vossoroca e vazão incremental à Salto do Meio	84
Figura 6.24 Volume e afluências em relação ao reservatório Salto do Meio .....	85
Figura 6.25 Preços de energia e turbinamentos da usina Chaminé .....	85



Figura 6.26 Receita média em função da potência instalada (R\$).	87
Figura 6.27 Curva de permanência da receita média em função da potência instalada.	87
Figura 6.28 Volume do reservatório Vossoroca para diversos cenários de otimização.	89
Figura 6.29 Diferença do volume do reservatório Vossoroca entre dois cenários de otimização.	90
Figura 6.30 Receitas com usina no MRE e sazonalização constante (R\$ mil).	91
Figura 6.31 Desempenho de máxima receita: usina no MRE e sazonalização constante.	92
Figura 6.32 Volume do reservatório Vossoroca para usina no MRE.	93
Figura 6.33 Desempenho de máxima receita: usina no MRE e sazonalização ótima.	94
Figura 6.34 Receitas com usina no MRE e sazonalização ótima (R\$ mil).	94
Figura 6.35 Médias mensais dos preços PLD sul corrigidos (R\$/MWh).	95
Figura 6.36 Receitas com usina no MRE e sazonalização pela média (R\$ mil).	96
Figura 6.37 Diferenças entre cenários considerando usina no MRE.	97
Figura 6.38 Diferenças de receitas semanais entre cenário B e cenário A.	99
Figura 6.39 Diferenças de receitas semanais entre cenário B e cenário C1.	99

Figura 6.40 Diferenças de receitas semanais entre cenário B e cenário C2. ....	100
Figura 7.1 Influência da rugosidade do terreno e da estabilidade térmica na velocidade do vento .....	102
Figura 7.2 Vista do interior de uma turbina eólica horizontal Enercon .....	103
Figura 7.3 Turbina eólica de eixo vertical UGE .....	104
Figura 7.4 Representação de turbina eólica ideal .....	105
Figura 7.5 Distribuição de CP em função de b .....	106
Figura 7.6 Desconto calculado do uso do sistema em função do nível de vendas contratuais .....	109
Figura 7.7 Receitas da usina eólica sem garantia física com vendas de 3,54 MW médios. ....	114
Figura 7.8 Receitas da usina eólica com vendas e GF de 3,81 MW médios. ....	115
Figura 7.9 Receitas da usina eólica com vendas e GF de 10,26 MW médios. ....	116
Figura 7.10 Receitas da usina eólica sem GF e com vendas de 10,26 MW médios. ....	117
Figura 7.11 Receitas da eólica participando do MRE com vendas e GF de 10,26 MW médios. ....	118
Figura 7.12 Complementaridade das fontes eólica e hidráulica estudadas. ....	119

Figura 7.13 Série acumulada de gerações das usinas eólica e hidráulica. ....	119
Figura 7.14 Receitas das usinas sem GF e com vendas de 3,54 MW médios. ....	120
Figura 7.15 Receitas das usinas sem GF e com vendas de 17,40 MW médios. ....	121
Figura 7.16 Receitas das usinas sem GF e com vendas de 20,03 MW médios. ....	122
Figura 7.17 Média e desvio padrão da receita total em função das vendas contratuais. ...	122
Figura 7.18 Fluxo de caixa considerando necessidade de receita fixa mensal (R\$ mil). ..	124

## Lista de Tabelas

Tabela 2.1	Comparação entre os modelos institucionais	9
Tabela 3.1	Critérios de suprimento de energia	18
Tabela 3.2	Critério de exclusão da usina do MRE	22
Tabela 3.3	Critério de revisão dos montantes de garantia física	22
Tabela 3.4	Exemplo de não atendimento ao lastro de venda do agente	30
Tabela 6.1	Dados gerais dos aproveitamentos hidráulicos	61
Tabela 6.2	Cenário de maximização da geração hidrelétrica	81
Tabela 6.3	Vários cenários de maximização da receita com usina fora do MRE	88
Tabela 6.4	Receita média anual para vários cenários de otimização	90
Tabela 6.5	Comparação dos cenários de otimização	97
Tabela 7.1	Preços adotados no estudo com a usina eólica	113
Tabela 7.2	Demonstração do Resultado da PCH (R\$/mês)	128
Tabela 7.3	Resultados dos cenários com a usina eólica	128

Tabela 7.4	Resultados dos cenários da PCH com a usina eólica	.....	129
------------	---	-------	-----

## **Lista de Siglas**

ANEEL	Agencia Nacional de Energia Elétrica
ONS	Operador Nacional do Sistema Elétrico
MAE	Mercado Atacadista de Energia Elétrica
CCEE	Câmara de Comercialização de Energia Elétrica
MRE	Mecanismo de Realocação de Energia
PCH	Pequena Central Hidrelétrica
MME	Ministério de Minas e Energia
O&M	Operação e Manutenção
RGG	Reserva Global de Garantia
RE-SEB	Projeto de Reestruturação do Setor Elétrico Brasileiro
CNPE	Conselho Nacional de Política Energética
MME	Ministério de Minas e Energia
CMSE	Comitê de Monitoramento do Setor Elétrico
EPE	Empresa de Pesquisa Energética
CPRM	Serviço Geológico do Brasil
ANP	Agência Nacional do Petróleo
DNPM	Departamento Nacional de Produção Mineral
Chesf	Companhia Hidro Elétrica do São Francisco
CGTEE	Companhia de Geração Térmica de Energia Elétrica
CMSE	Comitê de Monitoramento do Setor Elétrico
BEN	Balanço Energético Nacional
SIN	Sistema Interligado Nacional
PLD	Preço de Liquidação de Diferenças
CEA	Certificados de Energia Assegurada

CCPE	Comitê Coordenador do Planejamento da Expansão dos Sistemas Elétricos
PL	Programação Linear
PD	Programação Dinâmica
PNL	Programação Não Linear
SEP	Sistema Elétrico de Potência
TEO	Tarifa de Energia de Otimização
COPEL	Companhia Paranaense de Energia

## Resumo

O atual modelo institucional do setor elétrico brasileiro começou a ser delineado em 1995, mas apenas em 2004 foi definida a nova base legal com uma regulação mais rígida em relação a anterior. Visando atrair o capital privado, o objetivo estava na abertura do mercado de geração incentivando as privatizações e inserindo a competição, portanto, a otimização de recursos como diferencial competitivo torna-se relevante no lucro das empresas.

Um proprietário de usina hidrelétrica e/ou eólica obtém receita no mercado brasileiro através da venda de geração ou de garantia física (GF), que representa o nível máximo de comprometimento comercial. Essa venda se dá por negociação bilateral entre agentes ou de forma automática no mercado de curto prazo pela parcela de recurso não comprometida com contratos de venda. Todas as transações em termos energéticos são contabilizadas e liquidadas utilizando-se um conjunto de regras algébricas denominadas Regras de Comercialização (RC).

No bojo dessa nova regulamentação criou-se o Mecanismo de Realocação de Energia (MRE) cujo objetivo é compartilhar o risco hidrológico entre todas as usinas participantes, distribuindo o excedente de energia daquelas que geraram além de suas garantias físicas para as demais.

Neste contexto, este trabalho propõe um modelo contendo um módulo de programação matemática para maximizar a receita decorrente da produção de energia elétrica, considerando as RC de uma usina eólica e uma pequena central hidrelétrica. Os resultados são comparados com o processo convencional de otimização da geração; são mostradas as vantagens e desvantagens na participação do mecanismo de compartilhamento de risco hidrológico e é proposta uma maneira de reduzir os riscos econômico e financeiro associados a aleatoriedade dos ventos na produção de energia eólica.

Palavras-chave: hidrologia; otimização; programação matemática; maximização de receita; usina eólica; usina hidrelétrica; mecanismo de realocação de energia, comercialização de energia elétrica, planejamento e operação de sistemas elétricos de potência.



## **Abstract**

The present institutional model for the Brazilian electric sector began to take shape in 1995, but the legal foundations of this model were completely defined only in 2004. This model was developed aiming at enhancing competition among generating facilities, thus attracting the interest of private corporations to the sector. As a result, the resources optimization becomes relevant to maximize corporate profits.

The hydroelectric power plant proprietor trading in the Brazilian energy market earns revenue by means of either the generated energy or the guaranteed energy capability sale. This is accomplished by bilateral negotiation between agents or automatically in the short-term spot market. All transactions are accounted for in terms of energy and validated using a set of mathematical rules called Energy Trading Rules.

This regulation created the Energy Reallocation Mechanism whose which shares the hydrological risk among all participating hydropower plants. This is performed by reallocating the surplus energy generated by some of the plants, i.e., the generated energy above their guaranteed capability, to those that generated below this threshold.

In this context, this work presents a mathematical programming model that maximizes the revenue from the electric energy production considering the Energy Trading Rules. The model is applied to a wind farm and a small hydropower plant. The results are compared to those of a conventional optimization process for the energy generation. The results show the advantages and disadvantages of sharing the hydrological risk amongst the participating power plants, by the proposed model. Furthermore, a new fashion of reducing the economic and financial risks, considering the wind stochastic process, associated to wind energy is presented.

**Key-words:** hydrology; optimization; mathematical programming; maximizing revenue; power plant; wind power; hydroelectric; energy reallocation mechanism.

# 1 Introdução

Na década de 1990, o modelo do setor elétrico passou por diversas mudanças radicais tais como a criação de um órgão regulador (a Agência Nacional de Energia Elétrica - ANEEL), de um operador independente do sistema elétrico nacional (o Operador Nacional do Sistema Elétrico - ONS) e de um ambiente para a realização das transações de compra e venda de energia elétrica (o Mercado Atacadista de Energia Elétrica - MAE). Posteriormente, com a publicação da Lei 10.848 de 2004, foram lançadas as bases para o atual modelo institucional chamado por *Novo Modelo do Setor Elétrico* (TOLMASQUIM, 2011), sendo o MAE substituído pela Câmara de Comercialização de Energia Elétrica - CCEE.

Atualmente, as atividades de operação do sistema elétrico de potência brasileiro podem ser agrupadas nas seguintes áreas (AZEVEDO FILHO, 2000):

- Planejamento da operação: correspondendo aos estudos elétricos e energéticos com um horizonte de até 5 anos em direção ao futuro.
- Programação da operação (ou pré-despacho): englobando atividades de programação da produção em cada unidade geradora e estudos elétricos de curto prazo viabilizando a transferência de energia e potência (horizonte de até 1 semana).
- Supervisão e coordenação em tempo real (ou despacho): envolvendo atividades de supervisão da geração e da transmissão.
- Análise e estatística pós-operativa: análise dos resultados da operação e realimentação de informação para as áreas anteriores mencionadas.
- Contabilização e faturamento energético: cálculos e análises pós-operativas dos montantes negociados no mercado de curto prazo.

Neste trabalho estão envolvidas três áreas das atividades de operação: o planejamento, a programação e a contabilização da operação de sistemas elétricos de potência. Essa última consta das operações no âmbito da CCEE, na qual são registrados todos os contratos celebrados

entre os agentes do setor, com informações de montantes de energia e período de vigência<sup>1</sup>, e todos os valores de medições verificadas de geração e consumo.

Com base nessas informações, a Câmara realiza a contabilização das diferenças energéticas entre o que foi contratado com o que foi produzido e consumido, liquidando o resultado no Mercado de Curto Prazo. Esta contabilização é realizada de acordo com as *Regras de Comercialização [do Mercado de Energia Elétrica]* formadas por um conjunto de regras matemáticas cujas formulações algébricas são regulamentadas pela ANEEL (CCEE, 2011).

No bojo das mudanças institucionais e com a intensão de reduzir os riscos hidrológicos criou-se o Mecanismo de Realocação de Energia (MRE). O processo de mitigação desse risco baseia-se na troca de energia elétrica entre os participantes, ao valor tarifado pela ANEEL<sup>2</sup>. Usinas hidráulicas com potência instalada até 30 MW têm a sua participação facultada ao MRE<sup>3</sup>.

Cada agente gerador obtém receita através de duas fontes:

- Contratos. Através da negociação bilateral de quantidades e preços entre: gerador/gerador, gerador/consumidor e gerador/comercializador ou através de leilão regulado entre gerador/distribuidoras.
- Mercado de curto prazo. Contabilizado na CCEE face a geração e o consumo medidos e aos contratos registrados ocorrendo compras e vendas em ambos os sentidos entre gerador/gerador, gerador/consumidor e gerador/comercializador, utilizando neste caso como valor para a energia o *Preço PLD*<sup>4</sup>.

Nesse contexto, este trabalho desenvolve um modelo matemático contendo um módulo de otimização para maximizar a receita obtida com a produção de energia elétrica considerando as Regras de Comercialização do mercado de energia elétrica. Todo o trabalho aborda os processos estocásticos relacionados de maneira determinística<sup>5</sup> com decisões sobre as gerações das usinas estudadas sendo independentes do sistema.

<sup>1</sup>Não são registrados os preços da energia no sistema eletrônico de contabilização da CCEE.

<sup>2</sup>O valor é a Tarifa de Energia de Otimização (TEO).

<sup>3</sup>Conforme Decreto 3.653/2000, a participação é facultativa para as usinas que não são despachadas centralizadamente pelo Operador Nacional do Sistema. O despacho elétrico brasileiro realizado pelo ONS determina quais usinas e quanto cada deve produzir. Para a grande maioria das usinas com potência instalada até 30 MW, o agente proprietário tem a liberdade de realizar o despacho (ONS, 2011).

<sup>4</sup>O Preço da Liquidação das Diferenças (PLD) é calculado pela CCEE.

<sup>5</sup>As conclusões são válidas para um período passado de 10 anos, todavia, incertezas do futuro quanto à vazões, preços e mudanças do arcabouço regulatório poderão levar a outras conclusões. Este trabalho segue o raciocínio da epígrafe apresentada.

## 1.1 Objetivo Geral

Estudar os processos de geração e otimização da operação de Pequenas Centrais Hidrelétricas (PCHs) e usinas eólicas, bem como as regras de comercialização do mercado de energia elétrica e propor um modelo matemático de operação de uma PCH<sup>6</sup> e uma usina eólica visando maximizar a receita da empresa e reduzir o risco econômico considerando as possibilidades reais de negócio: participação ou não dentro do MRE e variação dos volumes de vendas contratuais.

## 1.2 Objetivos Específicos

- Descrever sucintamente os elementos de pesquisa operacional e o funcionamento das ferramentas matemáticas utilizadas neste trabalho;
- descrever brevemente o funcionamento do modelo institucional do setor elétrico brasileiro enfatizando o papel das instituições: agentes e ambientes de comercialização no âmbito da comercialização de energia de Pequenas Centrais Hidrelétricas e de Usinas Eólicas;
- desenvolver e comparar duas funções objetivos do modelo matemático: operação ótima de máximo benefício econômico e operação de máxima produção de energia ao longo do tempo;
- propiciar uma análise de risco e retorno econômico da participação das usinas hidrelétrica e eólica no mecanismo de mitigação do risco hidrológico;
- desenvolver um método de avaliação de possíveis ampliações na potência instalada de uma PCH com capacidade de regularização<sup>7</sup> a partir da regra de operação ótima;
- relacionar o quanto e como a otimização da operação sinérgica entre uma usina hidráulica e uma eólica pode propiciar em termos de grandeza e estabilidade na receita ao longo do tempo;
- analisar se a receita obtida com ambas usinas suprem as necessidades econômicas e financeiras reais de uma empresa de geração.

---

<sup>6</sup>A resolução ANEEL nº 652 de 09/12/2003 estabelece os critérios para o enquadramento de aproveitamento hidrelétrico na condição de PCH: possuir potência superior a 1 MW e igual ou inferior a 30 MW, com área do reservatório inferior a 3 km<sup>2</sup>, ressalvadas exceções previstas na resolução.

<sup>7</sup>Para regularizar a vazão, o reservatório precisa ser de acumulação, ou seja, precisa conseguir armazenar água para ser utilizada por longos períodos de tempo.

## 1.3 Justificativas

As abordagens de otimização da programação da operação de pequenas centrais hidrelétricas no setor elétrico são sempre voltadas para a minimização de perdas do sistema de produção ou para a maximização de geração de energia elétrica ao longo do tempo, sem levar em consideração os reais impactos econômicos causados na receita da empresa responsável<sup>8</sup> pelas atividades dessa usina no sistema.

Uma revisão não exaustiva do assunto revela uma escassez de trabalhos científicos que relacionam os resultados operativos com os ocasionados na contabilização e faturamento energético brasileiro, ou seja, no mercado de curto prazo ocorrido no âmbito da Câmara de Comercialização de Energia guiadas pelas Regras de Comercialização de Energia Elétrica.

Com o fato da participação facultativa no Mecanismo de Realocação de Energia, cabem as seguintes perguntas respondidas nesta dissertação:

1. A máxima geração ao longo do tempo traz o máximo benefício econômico?
2. O máximo benefício econômico ao longo do tempo ocorre quando a usina participa ou não do MRE?
3. Ao participar do mecanismo de mitigação dos riscos hidrológicos, o quanto será reduzido dos riscos econômicos?

Todas essas considerações são avaliadas considerando na modelagem matemática a legislação vigente<sup>9</sup> como os efeitos da Portaria do MME 463/2009 que prevê a revisão, a cada seis meses, dos créditos de energia das usinas participantes do mecanismo de mitigação do risco hidrológico com base na média de gerações efetivas; da Resolução Normativa ANEEL 409/2010, que estabelece critérios de exclusão da participação nesse mecanismo; entre outras.

Quanto a usina eólica, essa não pode participar do MRE, ou seja, não pode compartilhar com as usinas hidráulicas os riscos da intermitência dos ventos. A consequente aleatoriedade de geração elétrica causa um risco econômico associado que pode inviabilizar a exploração dessas fontes. Para contornar essa situação, alguns estudos, como apresentado em Costa (2012), propõem que se modifique a legislação atual permitindo a inserção dessas fontes no Mecanismo

---

<sup>8</sup>Empresa detentora de concessão, autorização ou permissão do poder concedente conforme disciplinado pela Lei no. 9.427/1996.

<sup>9</sup>A regulação considerada é a vigente para o último mês do estudo deste trabalho: maio de 2012.

da Realocação de Energia justificada por uma complementaridade<sup>10</sup> natural que existe nos ventos e nas vazões.

A motivação em se acrescentar uma eólica ao estudo da PCH está na importância que esse tipo de fonte tem ganho na matriz energética brasileira (EPE, 2011), em consequência dos leilões promovidos pelo governo federal nos últimos três anos (CCEE, 2012c). O diferencial deste trabalho está em adotar uma abordagem diferenciada do MRE hidro-eólico respondendo o quanto é possível estabilizar a receita de uma empresa que possui usinas movidas pela força do vento em conjunto com uma pequena central hidrelétrica com possibilidade de regularização. Em suma, analisar de que forma o risco hidrológico e meteorológico podem ser compartilhados e a receita pode ser estabilizada.

## 1.4 Organização do Trabalho

O trabalho é organizado na seguinte sequência:

o capítulo 2 - Modelo Institucional, contextualiza o aspecto institucional do setor elétrico brasileiro apresentando um breve histórico dos acontecimentos até a legislação que define o modelo atual;

o capítulo 3 - Regras Básicas de Mercado, explica as regras básicas de mercado de comercialização de energia elétrica, necessárias para o desenvolvimento do cálculo de desempenho econômico das usinas;

o capítulo 4 - Elementos de Otimização e Métodos Usados, realiza uma revisão sobre os assuntos de matemática aplicada utilizados no presente estudo focando em *pesquisa operacional* nos tópicos de *modelagem matemática* e *ferramenta de otimização* computacional;

o capítulo 5 - Operação de Sistemas de Produção de Energia Elétrica, apresenta assuntos relacionados às atividades de operação de sistemas elétricos de potência, base para o desenvolvimento da modelagem matemática da usina hidrelétrica estudada;

o capítulo 6 - Otimização da PCH, detalha a modelagem matemática desenvolvida para a operação do reservatório e apresenta resultados obtidos do estudo de maximização de receita de uma Pequena Central Hidrelétrica (PCH) participando ou não do Mecanismo de Realocação de Energia (MRE). Os resultados também são comparados com a abordagem convencional de maximização de produção de energia elétrica e seus impactos econômicos na contabilização e

---

<sup>10</sup>A complementaridade natural está relacionada com a qualidade das fontes energéticas suprirem de maneira complementar, i.e., quando venta muito há poucas vazões e vice-versa.

liquidação da Câmara de Comercialização de Energia;

o capítulo 7 - Otimização da Usina Eólica com Usina Hidrelétrica, apresenta o estudo da operação de uma usina eólica de forma isolada e em conjunto com a PCH, cujos resultados econômicos são maximizados e risco associado minimizado através da venda de energia em contratos bilaterais. Uma meta de receita fixa é estipulada e os resultados são comparados em termos de venda regulada em leilões e em ambiente de livre negociação;

o capítulo 8 - Conclusão, é a conclusão e as considerações finais desta dissertação.

## 2 Modelo Institucional

Este capítulo é necessário para contextualizar o aspecto institucional do setor elétrico brasileiro apresentando um breve histórico dos acontecimentos até a legislação que define o modelo atual, conhecido como *Novo Modelo Reestruturado do Setor Elétrico*. Tal contextualização tem relevância na justificativa da modelagem matemática adotada que será vista posteriormente.

### 2.1 Antecedentes

Antes da década de 1990 as empresas do setor elétrico atuavam em regime de monopólio regulado na qual os negócios Geração, Transmissão e Distribuição eram integrados, que na teoria econômica chama-se integração vertical (SCHERER; ROSS, 1990).

A tarifa de energia era regulada pelo governo federal aplicando uma regulação que tinha por critério os *custos* incorridos nos serviços prestados: Operação e Manutenção (O&M) mais uma taxa de retorno razoável ao capital investido. Essa tarifa era única em todos os estados e, para garantir a saúde econômica e financeira das empresas, foi criado um mecanismo de redistribuição de perdas, a Reserva Global de Garantia (RGG), na qual as empresas *superavitárias* financiavam as *deficitárias* (MIELNIK, 2011).

Esse sistema entrou em colapso pois, dentre outros motivos, não havia incentivo econômico algum para as empresas serem eficientes devido a equalização tarifária e a RGG. Em Klingelfus (2011, p.18) é apresentado um histórico mais detalhado, com início no século XIX. Já na década de 1990, iniciaram-se as mudanças institucionais com o objetivo de atrair o capital privado e incentivar a eficiência.

Em 1993, o governo promoveu a organização econômica entre a União e os diversos agentes do setor elétrico brasileiro com a Lei 8.631 de 4 de março<sup>1</sup>. Em 1995, com a promulgação da Lei 9.974 de 14 de fevereiro, conhecida como a Lei de Concessões dos Serviços Públicos, e da Lei 9.074, de 7 de julho, o Novo Modelo do Setor Elétrico começou a ser delineado (ONS,

---

<sup>1</sup> A Lei no. 8.631/1993 é conhecida como Lei Eliseu Resende (GUIMARÃES, 2010).



2012). Dentre as modificações mais importantes criou-se a figura do *Produtor Independente de Energia* (PIE) que pode comercializar energia elétrica e a do *Consumidor Livre* que pode comprar essa energia. Em 1996, o governo federal implantou o Projeto de Reestruturação do Setor Elétrico Brasileiro (RE-SEB) cuja conclusão identificava a necessidade de criação de alguns órgãos *independentes*: um regulador, um operador do sistema e um mercado atacadista de energia. Atualmente esses órgãos são respectivamente: a Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL), o Operador Nacional do Sistema Elétrico (ONS) e a Câmara de Comercialização de Energia Elétrica (CCEE) que serão detalhados adiante.

Foi criado a figura do *Comercializador* e a competição foi instaurada. Os segmentos de transmissão e distribuição continuaram submetidos à condição de monopólio natural<sup>2</sup>, devendo o serviço ser prestado por apenas uma empresa cuja tarifa e condições de funcionamento são impostos pelo agente regulador que, teoricamente, simula condições de concorrência.

Em 2001, evidenciou-se uma crise no setor culminando com um plano de racionamento que gerou uma série de dúvidas sobre o destino desse modelo. As causas estruturais e conjunturais do desequilíbrio entre a demanda e a oferta de energia ocorrida, segundo a Comissão de Análise do Sistema Hidrotérmico, instituída em maio de 2001, foram motivadas por uma atuação ineficaz do governo em gerir o setor elétrico especificamente em três aspectos distintos e complementares (KELMAN *et al.*, 2001 apud BAJAY; BADANHAN, 2002):

1. regulação do mercado;
2. formulação de políticas públicas;
3. planejamento, indicativo no caso geral e determinativo em algumas circunstâncias.

Em 2002, o governo instituiu o Comitê de Revitalização do Modelo do Setor Elétrico cujo trabalho resultou em um conjunto de propostas de alterações dentre as quais a recomendação em se adotar um planejamento determinativo para a definição de novas obras de geração. Nesse modelo de planejamento, os agentes do setor são obrigados a seguir metas de expansão propostas pelo governo. No planejamento indicativo, não há essa exigência, no entanto, quando bem feita através de instrumentos regulatórios que premiem de caráter econômico financeiro, possibilita a diminuição da percepção de riscos, facilita a obtenção de financiamentos inclusive no mercado de capitais e propicia de forma eficaz a redução global dos custos da expansão em estudos combinados de geração e transmissão (HOLLAUER, 2001 apud BAJAY, 2002).

---

<sup>2</sup>Monopólio natural é uma condição de mercado na qual uma empresa apresenta retornos crescentes de escala e custos fixos relativamente altos (SILVA, 2001).

Em 2004, foram lançadas as bases de um novo modelo para o setor elétrico brasileiro, sustentado pela Lei no. 10.848, de 15 de março de 2004, e pelo Decreto nº 5.163, de 30 julho de 2004, com o condão da segurança no abastecimento, a modicidade tarifária e a universalização dos serviços de energia elétrica (TOLMASQUIM, 2011). Sob o ponto de vista prático, manteve o princípio anterior, porém, com uma base legal mais rígida, conforme comparação das principais diferenças com o modelo de transição, apresentada na tabela 2.1 (CCEE, 2012b).

Tabela 2.1: Comparação entre os modelos institucionais

<b>Modelo</b>	<b>Antigo (até 1995)</b>	<b>Transição (de 1995 à 2003)</b>	<b>Novo Modelo (2004 em diante)</b>
<b>Planejamento da expansão</b>	Determinativo pelo Grupo Coordenador do Planejamento dos Sistemas Elétricos (GCPS)	Indicativo pelo Conselho Nacional de Política Energética (CNPE)	Determinativo pela Empresa de Pesquisa Energética (EPE)
<b>Recursos para financiamento</b>	Públicos	Públicos e privados	Públicos e privados
<b>Mercado</b>	Monopólio regulado	Competição na Geração e Comercialização	Competição na Geração e Comercialização
<b>Ambiente de comercialização</b>	Mercado Regulado	Surgimento do Ambiente Livre	Convivência entre os ambientes de mercado Livre e Regulado
<b>Empresas do setor</b>	Predominam estatais verticalizadas	Ênfase na privatização e desverticalização em Geração, Transmissão, Distribuição e Comercialização	Desverticalizadas com o acréscimo de Comercializadoras que importam e exportam energia
<b>Consumidores</b>	Cativos	Cativos e Livres	Cativos e Livres
<b>Valor da energia</b>	Tarifas reguladas em todos os segmentos	Preços livremente negociados na geração e comercialização	Preços livremente negociados no ambiente livre. Tarifa no ambiente regulado definida em resultado de leilão

Fonte: Adaptado de Cabral (2009, p.24)

## 2.2 Instituições

Nesse período de transição e implantação do Novo Modelo do Setor Elétrico, o governo alterou algumas instituições existentes e criou outras. A figura 2.1 apresenta um diagrama de relacionamento entre essas instituições, detalhadas a seguir.

### 2.2.1 Conselho Nacional de Política Energética

Instituído pela Lei no. 9.478, de 6 de agosto de 1997, o Conselho Nacional de Política Energética (CNPE) é um órgão interministerial de assessoramento à Presidência da República, responsável pela formulação de políticas públicas e medidas para o setor eletro-energético.

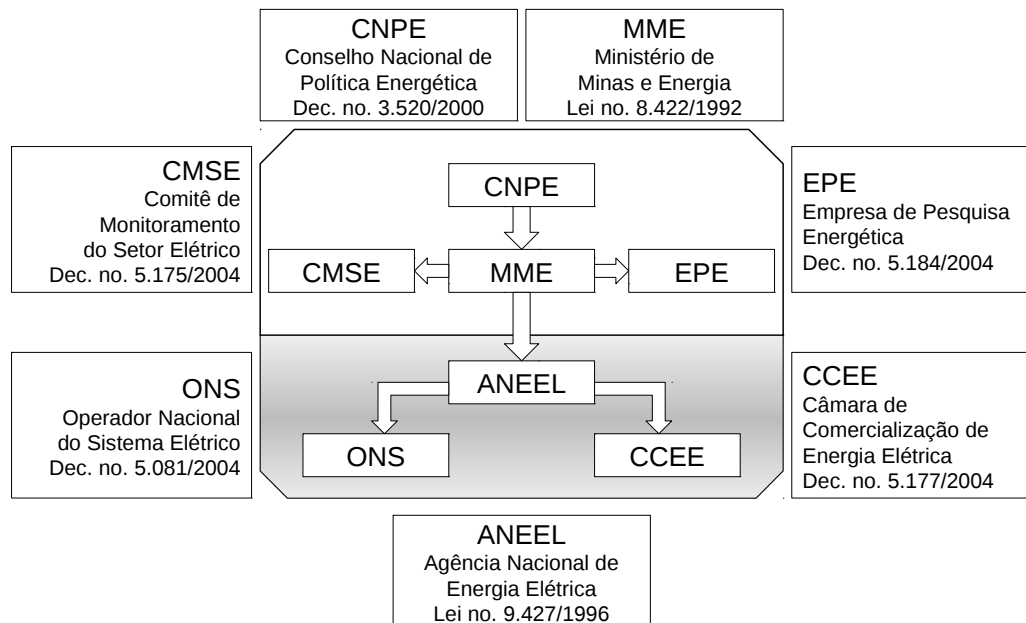


Figura 2.1: Relacionamento institucional do setor elétrico

Fonte: Adaptado de Medeiros (2009, p.4)

Com o Decreto no. 3.520, de 21 de junho de 2000, as atividades do CNPE foram reestruturadas ficando destinadas a (MME, 2012):

1. "promover o aproveitamento racional dos recursos energéticos do País...;
2. assegurar, em função das características regionais, o suprimento de insumos energéticos às áreas mais remotas ou de difícil acesso do País, submetendo as medidas específicas ao Congresso Nacional, quando implicarem criação de subsídios...;
3. rever periodicamente as matrizes energéticas aplicadas às diversas regiões do País, considerando as fontes convencionais e alternativas e as tecnologias disponíveis;
4. estabelecer diretrizes para programas específicos, como os de uso do gás natural, do álcool, de outras biomassas, do carvão e da energia termonuclear;
5. estabelecer diretrizes para a importação e exportação, de maneira a atender às necessidades de consumo interno de petróleo e seus derivados, gás natural e condensado, e assegurar o adequado funcionamento do Sistema Nacional de Estoques de Combustíveis e o cumprimento do Plano Anual de Estoques Estratégicos de Combustíveis..."

## 2.2.2 Ministério de Minas e Energia

O Ministério de Minas e Energia (MME) foi criado em 1960, extinto em 1990, e recriado em 1992 pela Lei no. 8.422, de 13 de maio. Em 2003, a Lei no. 10.683, de 28 de maio de 2003, definiu como competência desse ministério, entre outras, os recursos energéticos: o aproveitamento da energia hidráulica e energia elétrica. Suas principais atividades incluem:

- o acompanhamento e a avaliação permanentemente da continuidade e segurança do suprimento eletro-energético em todo o território nacional pelo Comitê de Monitoramento do Setor Elétrico (CMSE);
- a prestação de serviços na área de estudos e pesquisas destinadas a subsidiar o planejamento do setor energético através da Empresa de Pesquisa Energética (EPE).

Também vinculadas ao MME, estão as empresas Eletrobras e Petrobras, que são de economia mista, a empresa pública Serviço Geológico do Brasil (CPRM<sup>3</sup>) e as autarquias: agências nacionais de Energia Elétrica (ANEEL) e do Petróleo (ANP) e o Departamento Nacional de Produção Mineral (DNPM)<sup>4</sup>.

A Eletrobras, por sua vez, tem grande representatividade na geração e transmissão de energia elétrica do país (ANEEL, 2011), uma vez que controla as empresas de economia mista: Furnas Centrais Elétricas S.A. (Furnas), Companhia Hidro Elétrica do São Francisco (Chesf), Companhia de Geração Térmica de Energia Elétrica (CGTEE), Centrais Elétricas do Norte do Brasil S.A. (Eletronorte), Eletrosul Centrais Elétricas S.A. (Eletrosul) e Eletrobras Termonuclear S.A. (Eletronuclear).

## 2.2.3 Comitê de Monitoramento do Setor Elétrico

O Comitê de Monitoramento do Setor Elétrico (CMSE) foi criado pela Lei no. 10.848, de 15 de março de 2004, com a função de monitorar e avaliar as condições de atendimento em um horizonte pré-determinado, além de recomendar ações preventivas para restaurar a segurança de suprimento elétrico em todo o território nacional.

O Decreto nº 5.175, de 9 de agosto de 2004, constituiu esse comitê com a coordenação direta do MME e a participação formal e permanente da Agência Nacional de Energia Elétrica

---

<sup>3</sup>CPRM é o nome de fantasia advindo da razão social Companhia de Pesquisa de Recursos Minerais.

<sup>4</sup>Uma das atribuições incorporadas ao DNPM, com a promulgação da Lei no. 12.334 de 20 de setembro de 2010, é o de fiscalizar a implementação dos Planos de Segurança de Barragens.

(ANEEL), da Agência Nacional do Petróleo (ANP), da Câmara de Comercialização de Energia Elétrica (CCEE), da Empresa de Pesquisa Energética (EPE) e do Operador Nacional do Sistema Elétrico (ONS).

#### **2.2.4 Empresa de Pesquisa Energética**

A Empresa de Pesquisa Energética (EPE) é uma empresa vinculada ao MME; instituída pela Lei no. 10.847, de 15 de março de 2004, e criada pelo Decreto no. 5.184, de 16 de agosto de 2004. Tem a finalidade de prestar serviços na área de estudos e pesquisas destinadas a subsidiar o planejamento do setor energético.

A EPE possui uma autonomia técnica e administrativa sendo autorizada a estabelecer convênios de cooperação técnica<sup>5</sup>, destinados a viabilizar as atividades indispensáveis ao seu funcionamento.

Dentre suas atividades, se incluem:

- estudos e projeções para definição da matriz energética brasileira;
- elaboração e publicação do Balanço Energético Nacional (BEN);
- estudos de identificação e quantificação de potenciais energéticos;
- estudos de viabilidade de usinas e obtenção de licença prévia para aproveitamentos hidrelétricos, e;
- estudos do planejamento da geração e transmissão de energia elétrica.

#### **2.2.5 Agência Nacional de Energia Elétrica**

A Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL), instituída pela Lei no. 9.427, de 26 de dezembro de 1996, e constituída pelo Decreto no. 2.335, de 6 de outubro de 1997, é uma autarquia sob regime especial, com personalidade jurídica de direito público e autonomia patrimonial, administrativa e financeira, vinculada ao Ministério de Minas e Energia.

Se incluem em suas atribuições:

- regular com base na legislação;

---

<sup>5</sup>Convênios de cooperação técnica com universidades, centros de pesquisa, agentes setoriais, etc.

- fiscalizar os agentes do setor quanto ao cumprimento das leis;
- solucionar e mediar conflitos de interesses;
- promover licitações na modalidade de leilão, para a contratação de energia elétrica pelos Agentes de Distribuição;
- estabelecer tarifas para os consumidores finais;
- conceder, permitir e autorizar instalações e serviços de energia;
- assegurar a universalização e zelar pela qualidade dos serviços e;
- estimular a competição do mercado.

### **2.2.6 Operador Nacional do Sistema Elétrico**

O Operador Nacional do Sistema Elétrico (ONS) é uma é uma pessoa jurídica de direito privado, na forma de associação civil sem fins lucrativos, autorizada a executar atividades de coordenação e controle da operação da geração e da transmissão de energia elétrica do Sistema Interligado Nacional (SIN)<sup>6</sup> sob a fiscalização e regulação da ANEEL.

Foi criado pela Lei no. 9.648, de 27 de maio de 1998, e regulamentado pelo Decreto nº 2.655, de 2 de julho de 1998 com a finalidade de operar o SIN por delegação dos agentes (empresas de geração, transmissão e distribuição de energia), seguindo regras, métodos e critérios codificados nos Procedimentos de Rede homologados pela ANEEL. Em 2004 se introduziram alterações no ONS com a Lei no. 10.848, de 15 de março, regulamentada pelo Decreto no. 5.081, de 14 de maio, alterando, dentre outros, a composição e estabilidade de sua diretoria.

A missão atual do ONS é garantir a segurança do suprimento contínuo em todo o País, sendo algumas de suas atribuições:

- o planejamento e a programação da operação e o despacho centralizado da geração, com vistas à otimização do SIN;
- a supervisão e a coordenação dos centros de operação de sistemas elétricos, do SIN e das interligações internacionais;
- a proposição ao Poder Concedente das ampliações de instalações de transmissão a serem considerados no planejamento da expansão do sistema;

---

<sup>6</sup>O SIN compreende todas as instalações de suprimento de energia interligadas eletricamente por quase todo (98%) o país.

Para desempenhar suas atividades, o ONS deve seguir seu Estatuto Social, com neutralidade, transparência, integridade, representatividade, flexibilidade e razoabilidade, conforme aprovado pela Resolução Autorizativa ANEEL no. 328, de 12 de agosto de 2004.

### 2.2.7 Câmara de Comercialização de Energia Elétrica

A Câmara de Comercialização de Energia Elétrica (CCEE) foi criada pela Lei no. 10.848, de 15 de março de 2004, e regulamentada pelo Decreto no. 5.177, de 12 de agosto de 2004. É uma pessoa jurídica de direito privado, sem fins lucrativos, e sob fiscalização e regulação da ANEEL.

A CCEE sucedeu ao Mercado Atacadista de Energia Elétrica (MAE)<sup>7</sup> e tem por finalidade viabilizar a comercialização de energia elétrica no Sistema Interligado Nacional (SIN). Suas atividades são reguladas pelas Regras e Procedimentos de Comercialização que são homologadas pela ANEEL. Dentre suas atribuições constam:

- promover leilões de compra e venda de energia elétrica, desde que delegado pela ANEEL;
- manter o registro de todos os montantes de energia dos contratos entre agentes;
- apurar o Preço de Liquidação de Diferenças (PLD)<sup>8</sup> do mercado de curto prazo e;
- contabilizar e liquidar o mercado de curto prazo.

## 2.3 Considerações Gerais

O modelo institucional como é conhecido, os agentes do setor elétrico, os mecanismos de compra e venda de energia, os de mitigação de risco hidrológico, ou seja, o *Novo Modelo Reestruturado do Setor Elétrico*, levou anos para se configurar. Algumas leis de fundamental importância para essa caracterização estão representadas na figura 2.2.

---

<sup>7</sup>O MAE foi criado pela Lei no. 10.433, de 24 de abril de 2002.

<sup>8</sup>O preço PLD é calculado pela CCEE através do sistema computacional NEWAVE, com base no custo marginal de operação, na qual é valorada a energia comercializada no mercado de curto prazo.

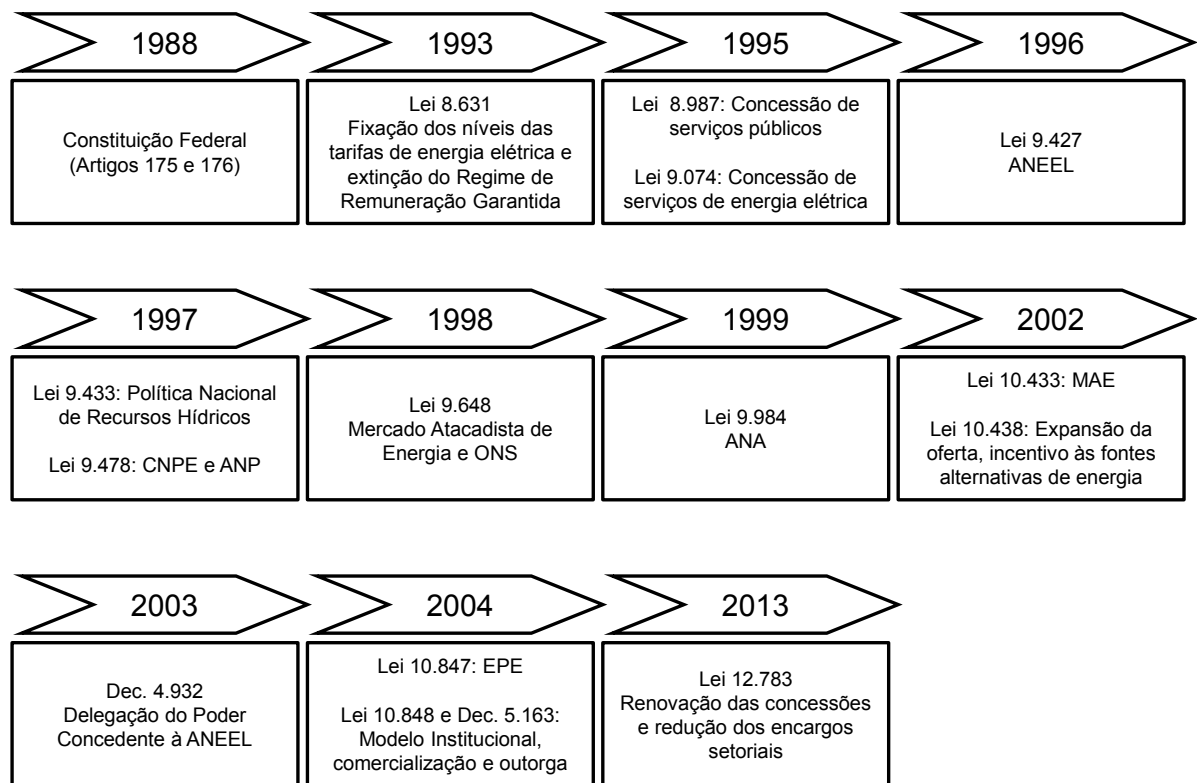


Figura 2.2: Legislação do setor elétrico  
Fonte: Adaptado de Almeida (2009, p.141)



### 3 Regras Básicas de Mercado

Realizada a revisão do aspecto institucional do *Novo Modelo Reestruturado do Setor Elétrico*, é de fundamental importância explicar as regras básicas do mercado de comercialização de energia elétrica, necessárias para contextualizar o desempenho econômico das usinas. Para tanto, são explicados os certificados de garantia que a usina pode comercializar, os ambientes de contratação livre e regulado onde essa energia pode ser comercializada, os agentes que participam desse mercado e como se dá a receita de um gerador através da venda em contratos bilaterais, exemplificada com o funcionamento do Mecanismo de Realocação de Energia.

#### 3.1 Certificado de Garantia

Antes da reforma do setor elétrico, iniciada na década de 1990, o planejamento da expansão e operação do sistema utilizava um conceito antigo de suprimento denominado *energia firme*. Esse era usado em estudos econômicos de dimensionamento e também como critério de atendimento a demanda pelas concessionárias.

O conceito de suprimento firme surgiu no final do século XIX no estudo para abastecimento de água às cidades. Em (RIPPL, 1883 apud KELMAN; KELMAN; PEREIRA, 2004) é proposto um diagrama para calcular o mínimo volume  $v$  de um reservatório que garanta uma demanda constante de água  $d$ , ou vice-versa.

No setor elétrico esse conceito era usado para a escolha do local de uma usina em função do máximo aproveitamento do conjunto da bacia; para cada alternativa calculava-se a capacidade constante de produção de energia: a *energia firme*. Posteriormente essa ideia foi estendida para um conjunto de usinas admitindo-se as características individuais e aplicado aos estudos de inventários (KELMAN; KELMAN; PEREIRA, 2004): etapa de engenharia que define o potencial hidrelétrico de uma bacia hidrográfica mediante estudo de divisão de quedas dos rios e sua motorização associada propiciando o máximo aproveitamento ao menor custo de implantação, respeitadas as condicionantes socioambientais e os outros usos da água conforme

esquemático na figura 3.1 (ANEEL, 2012a).

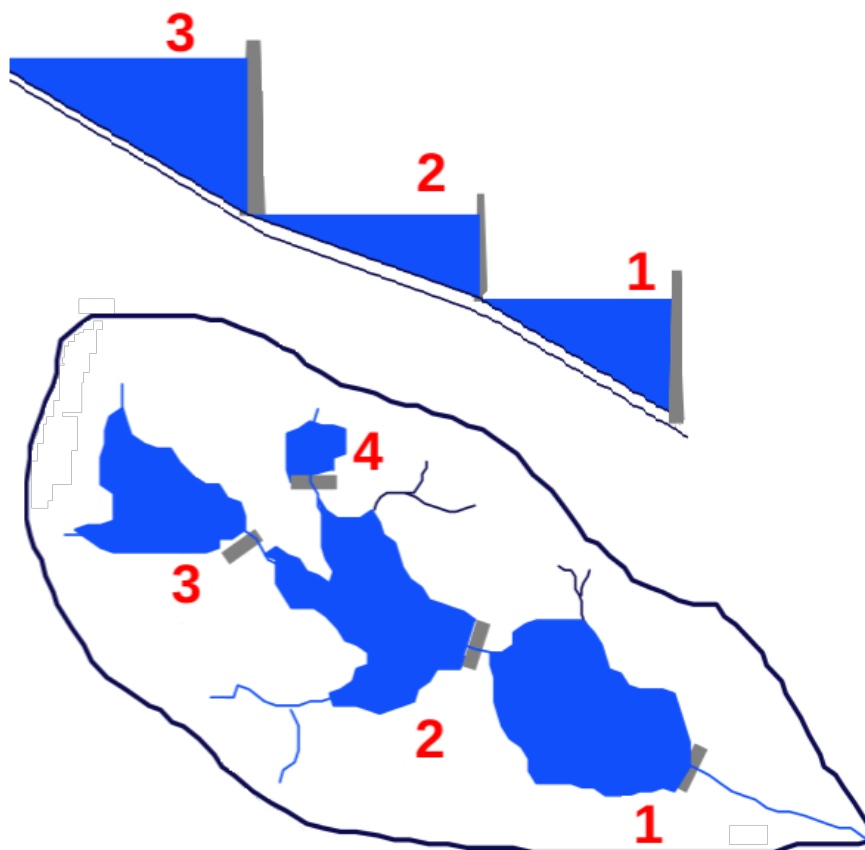


Figura 3.1: Esquema de divisão de quedas dos rios

Fonte: Adaptado de EPE (2006, p.9)

Para a expansão do sistema, o custo da construção da usina para o local escolhido em razão da energia firme resultava no Índice de Custo Benefício (ICB) usado como critério de desempenho. A simulação da operação dessas usinas levava em conta o período hidrológico crítico, ou seja, o registro histórico de menores afluições<sup>1</sup>. Deficiências desse critério apontadas por Soares Filho (2011) indicam uma falta de quantificação do risco do não atendimento ao mercado futuro e descon siderações nos benefícios trazidos pela operação ótima de todo o sistema hidrotérmico. A consideração nos estudos da gestão interligada de sistemas elétricos traz economia representando, no caso brasileiro, o acréscimo de uma usina virtual que, segundo Santos (apud D'ARAÚJO; HOFFMANN, 1997), representava em meados da década de 1990, 22% da energia total consumida pelo mercado.

Em termos comerciais, a energia firme era usada na assinatura de Contratos de Su-

<sup>1</sup>Período crítico: estando o sistema operando constante ao valor da energia firme, é o período de tempo que o reservatório partindo do estado máximo é totalmente deplecionado. Historicamente, para o Sistema Interligado Nacional (SIN), corresponde ao período de junho de 1949 à novembro de 1956 (SOARES FILHO, 2011).

primento entre as concessionárias: se a demanda energética da empresa superasse a soma das energias firmes de suas usinas, essa era considerada *deficitária* e deveria assinar contratos de suprimento com as *superavitárias*. Embora esse procedimento tivesse rebatimentos comerciais, o efeito era limitado dado que a tarifa era regulada com base nos custos incorridos (KELMAN; KELMAN; PEREIRA, 2004).

A análise do sistema interligado também era efetuada pelo *método da energia natural* desenvolvido por Canambra Engineering Consultants (apud NEIRA, 2005, p.37) que consiste em substituir a representação do sistema de produção de energia por uma usina equivalente com um reservatório e uma energia natural afluenta composta da soma dos produtos da vazões naturais afluentes às usinas pelas suas respectivas produtividades.

A partir de meados da década de 1980, os estudos econômicos de dimensionamento passam a utilizar modelos estocásticos no gerenciamento de recursos hídricos (KELMAN, 1987 apud KELMAN; KELMAN; PEREIRA, 2004). Passa-se a calcular a *energia garantida*, no lugar da firme, como a máxima produção que o sistema pode suprir com um determinado nível de confiabilidade<sup>2</sup>. A tabela 3.1 ilustra as diferenças entre as duas abordagens.

Tabela 3.1: Critérios de suprimento de energia

<b>Critério</b>	<b>Série hidrológica usada nos estudos:</b>	<b>Expansão do sistema dada por:</b>	<b>Operação do sistema dada por:</b>
Determinístico	Histórica	Energia firme	Curva limite
Probabilístico	Sintética	Energia garantida	Programação dinâmica estocástica

Fonte: Adaptado de Soares Filho (2011, p.12)

Na fase de transição para a reforma do setor, mais especificamente com a promulgação da Lei 9.648, de 27 de maio de 1998, e o Decreto 2.655, de 2 de julho de 1998, é definida *energia assegurada* de maneira semelhante<sup>3</sup> à energia garantida, porém, com significado comercial, ou seja, um limite de contratação para os respectivos concessionários.

Esse último decreto regulamenta o Mercado Atacadista de Energia (MAE) e define também o Mecanismo de Realocação de Energia (MRE) o qual “participarão as usinas hidrelétricas despachadas *centralizadamente*<sup>4</sup>, com o objetivo de compartilhar entre elas os riscos

<sup>2</sup>O critério de confiabilidade utilizado no setor elétrico era o atendimento a 95% das séries hidrológicas sintéticas simuladas (SOARES FILHO, 2011). Todavia, a energia garantida não é necessariamente associada à séries sintéticas. Outra alternativa metodológica apresentada na literatura é a *Teoria Estocástica dos Reservatórios de Gomide* descrita em Neira (2005, p.48).

<sup>3</sup>Semelhante, pois a Resolução ANEEL 244, de 30 de julho de 1998, define energia assegurada como sendo 95% da energia garantida para o período entre 1999 e 2002 e, após esse período, o método de cálculo deveria ser estabelecido.

<sup>4</sup>A modalidade da usina cujo despacho é realizado centralizadamente pelo ONS é definido nos Procedimentos de Rede, módulo 26 (ONS, 2011).

hidrológicos”. Nesse período, os Contratos de Suprimento são substituídos por outros<sup>5</sup> com o intuito de adequar a competição nas atividades de geração e transmissão, de maneira gradual, durante o período entre 1998 à 2005 (MIELNIK, 2011). A partir de 2005 é introduzido o conceito de Certificados de Energia Assegurada (CEA), mecanismo usado na comercialização de energia hidráulica (ANEEL, 2010a).

Com o Decreto 3.653, de 7 de novembro de 2000, todas as usinas hidráulicas passam a ter o direito de participar do MRE criando, assim, uma necessidade de se estabelecer Certificados de Energia Assegurada para a grande maioria de Pequenas Centrais Hidrelétricas (PCHs). A regulamentação de cálculo desses certificados é estabelecido pela ANEEL através da Resolução 169, de 03 de maio de 2001, cujo critério é, conforme art. 4o., “a média da energia que o aproveitamento poderia gerar, levando-se em consideração a série de vazões, a produtividade média, a indisponibilidade total e a potência instalada”.

A série de vazões consideradas são médias mensais de um período mínimo de 30 anos, censurado pelo engolimento máximo da turbina. O problema desse critério, conforme apontado por Fill *et al.* (2006) é que a energia assegurada calculada é superestimada e incompatível com valores calculados pelo critério da energia garantida, reduzindo a confiabilidade de todo o sistema. Isto porque, a maioria das PCHs possui regularização diária; a consideração de médias mensais de vazões ignora os vertimentos diários.

De 2002 em diante, a maneira de calcular a energia assegurada para as usinas despachadas centralizadamente fora estabelecida pelo Operador Nacional do Sistema (ONS) e pelo Comitê Coordenador do Planejamento da Expansão dos Sistemas Elétricos (CCPE) mediante diretrizes da ANEEL conforme esquema apresentado na figura 3.2. A energia assegurada das usinas é a desagregação da máxima quantidade de energia que o SIN pode suprir uma determinada carga crítica, calculada utilizando o modelo computacional NEWAVE. O critério de rateio da oferta hidráulica é realizada na proporção das energias firmes das usinas calculadas pelo modelo computacional MSUI (BLOOT, 2011, p.26).

Por fim, com o advento da Lei 10.848, de 15 de março de 2004, regulamentada pelo Decreto 5.163, de 30 de julho de 2004, bases do Novo Modelo Reestruturado do Setor Elétrico, cria-se um novo termo para energia assegurada: a *garantia física*. Segundo esse Decreto, art. 2o.,

"A garantia física de energia e potência de um empreendimento de geração, a ser definida pelo Ministério de Minas e Energia e constante do contrato de concessão ou ato de autorização, corresponderá às quantidades máximas de

<sup>5</sup>Substituídos pelos Contratos de Uso do Sistema de Transmissão (CUST), Contratos de Conexão (CCT) e os Contratos Iniciais de Compra e Venda de Energia.

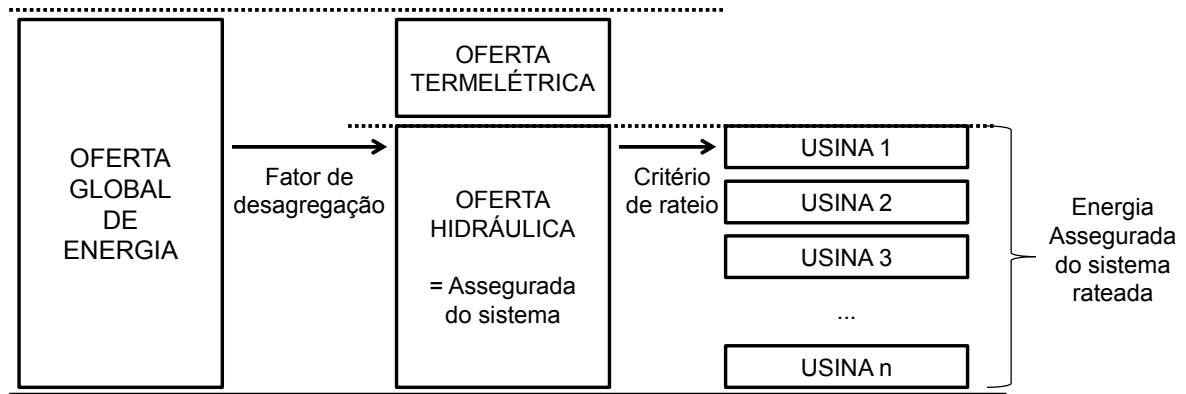


Figura 3.2: Determinação da energia assegurada entre as usinas

Fonte: Adaptado de Soares Filho (2011, p.13)

energia e potência elétricas associadas ao empreendimento, incluindo importação, que poderão ser utilizadas para comprovação de atendimento de carga ou de comercialização por meio de contratos."

A garantia física de novos empreendimentos, com exceção das PCHs, passam a ser calculados pela EPE, definidos em Portaria MME no. 303, de 18 de novembro de 2004, e depois na Portaria MME no. 258, de 28 de julho de 2008 (EPE, 2008). No caso das usinas eólicas, tipo de fonte estudada neste trabalho, conforme anexo I dessa última portaria,

"as séries de dados de velocidade de vento, pressão do ar e temperatura ambiente, registradas com a precisão requerida para avaliação do potencial de energia eólica, ainda são relativamente pequenas, raramente alcançando um período superior a 3 anos, o que impede as simulações estocásticas da geração eólica, integrada ao sistema interligado hidrotérmico nacional,"

então, a garantia física  $GF$  de energia associada, em MW médios, é calculada pela expressão 3.1:

$$GF = \frac{\sum_{m=1}^{12} E_m}{8760} \quad (3.1)$$

Na qual,  $E_m$  é o "compromisso firme de entrega de energia ao SIN declarado pelo agente, em cada mês "m" e em MWh, e que deve ser menor ou igual aos valores estimados de produção de energia apresentados na certificação da medição anemométrica<sup>6</sup>. O agente está sujeito à penalização caso a produção verificada seja menor que os valores declarados pelo agente".

<sup>6</sup>A apresentação de medições de ventos faz parte dos documentos exigidos pela EPE para habilitação técnica em leilões de expansão da geração com empreendimentos eólicos, conforme exigido na Portaria MME no. 21, de 18 de janeiro de 2008.

Em relação às PCHs<sup>7</sup>, também objeto de estudo deste trabalho, a ANEEL admitindo a ocorrência de excessos no MRE<sup>8</sup>, publicou a Resolução Normativa no. 266, de 22 de maio de 2007, estabelecendo critérios<sup>9</sup> para reduzir a garantia física a partir das indisponibilidades dos empreendimentos participantes desse mecanismo.

Cabe ressaltar um parêntese: existem usinas classificadas como PCHs que não possuem garantia física calculada e publicada em ato regulatório e, necessariamente, não participam do MRE. Nesses casos, o Certificado de Energia Assegurada, ou, garantia física considerada, é a sua geração mensal efetivamente medida, conforme explicado neste trabalho ao detalhar o funcionamento do Mecanismo de Realocação de Energia.

A ANEEL em 2009, motivada pela exclusão de uma PCH do MRE<sup>10</sup> para reavaliação de sua garantia física, revoga a Resolução 266/2007 e divulga a Resolução Normativa 409, de 10 de agosto de 2010, estabelecendo critérios para a participação nesse mecanismo, mensurados a partir da geração efetiva, dada pela equação (3.2):

$$GM = \frac{12}{8760} \sum_{i=1}^m \frac{Eger_i}{m} \quad (3.2)$$

Na qual:

- $GM$  : geração média de energia elétrica calculada (MW médio);
- $Eger_i$  : montante de energia gerada no mês  $i$ , referido ao ponto de conexão e registrado na CCEE (MWh);
- $i$  : mês correspondente ao registro do montante de energia gerada;
- $m$  : quantidade de meses até o último mês do período de análise, múltiplo de 12, com registros na CCEE de montantes mensais de energia gerada.

O indicador  $GM$  é usado na tabela 3.2, em agosto de cada ano, como critério de exclusão da usina no MRE, que se dá efetivamente na segunda<sup>11</sup> ocorrência consecutiva de ultrapassagem dos limites estabelecidos. A usina somente poderá voltar quando os requisitos forem atendidos. Na tabela 3.2,  $GF$  é a garantia física do empreendimento vigente à época do cálculo e  $m$  é o número de meses registrados na CCEE posteriores ao décimo segundo mês de operação

<sup>7</sup>Mais precisamente, em relação a grande maioria das PCHs, pois a legislação trata de usinas hidráulicas não despachadas centralizadamente pelo Operador Nacional do Sistema.

<sup>8</sup>Excessos tais como indisponibilidades e garantias físicas superdimensionadas calculadas pela Resolução ANEEL 169/2001, conforme apontado por Fill *et al.* (2006).

<sup>9</sup>Critérios nomeados como Mecanismo de Redução de Energia Assegurada (MRA).

<sup>10</sup>Exclusão da PCH do MRE através do Despacho ANEEL 3.606, de 22 de setembro de 2009.

<sup>11</sup>Na primeira ocorrência a empresa responsável pela PCH é apenas notificada.

comercial.

Tabela 3.2: Critério de exclusão da usina do MRE

Número de meses (m)	$\frac{GM}{GF} 100$
$24 \leq m < 36$	$\geq 10\%$
$36 \leq m < 48$	$\geq 55\%$
$48 \leq m < 60$	$\geq 60\%$
$60 \leq m < 72$	$\geq 65\%$
$72 \leq m < 84$	$\geq 70\%$
$84 \leq m < 96$	$\geq 75\%$
$96 \leq m < 120$	$\geq 80\%$
$m \geq 120$	$\geq 85\%$

Fonte: Resolução Normativa ANEEL 409/10

Também em 2009, o Ministério de Minas e Energia publica a Portaria 463, de 3 de dezembro de 2009, prevendo a revisão<sup>12</sup> da garantia física dessas usinas a cada seis meses com base na média de gerações efetivas, ou seja, incorporando os efeitos hidrológicos que, de certa maneira, fere os princípios do Mecanismo de Realocação de Energia baseados no compartilhamento do risco hidrológico sistêmico (VIANA, 2010).

A equação e o indicador utilizado são iguais à equação (3.2), sendo o critério utilizado para revisão dado pela tabela 3.3.

Tabela 3.3: Critério de revisão dos montantes de garantia física

Número de meses (m)	Será revisado se:
$m \leq 48$	$GM < 80\%$ ou $GM > 120\%$
$m > 60$	$GM < 90\%$ ou $GM > 110\%$
$\forall m$	modificação das características da usina

Fonte: Portaria MME 463/09

Em resumo, garantia física é idêntica a energia assegurada e semelhante a energia garantida, todas obtidas por critérios probabilísticos que não asseguram a geração mínima determinística, como pressupõe a energia firme, por admitir um risco de déficit. A partir da introdução dos Certificados de Energia Assegurada e do Mecanismo de Realocação de Energia, o conceito de garantia física torna-se tão relevante no uso comercial quanto no uso para o planejamento da expansão e operação do setor elétrico. Todas as usinas hidráulicas podem participar do MRE mas, há uma segregação nos critérios adotados entre as usinas que são ou não despachadas pelo ONS.

<sup>12</sup>Os valores revisados são considerados a partir do dia 1º do 6º mês subsequente. O aumento da garantia física pode ocorrer sem limites, mas, conforme artigo 21, parágrafo 5o., do Decreto 2.655/1998, todas as revisões de energia assegurada não podem implicar em “redução superior a cinco por cento do valor estabelecido na última revisão, limitadas as reduções, em seu todo, a dez por cento do valor de base, constante do respectivo contrato de concessão”.

## 3.2 Agentes de Mercado e Ambientes de Contratação

Com relação à comercialização de energia, foram criados dois ambientes de celebração de contratos: o *Ambiente de Contratação Regulado* (ACR) e o *Ambiente de Contratação Livre* (ACL).

No ACR, participam Agentes de *Geração*, de *Comercialização* e de *Distribuição*. Nesse ambiente, ocorrem vendas de energia elétrica, mediante leilões regulados, para as distribuidoras atenderem seus *Consumidores Cativos*, que são submetidos às tarifas e condições de fornecimento estabelecidas pela ANEEL. Os resultados desses leilões são os Contratos de Comercialização de Energia no Ambiente Regulado (CCEARs)<sup>13</sup> firmados entre cada vendedor e comprador. Dependendo da modalidade do leilão, o CCEAR pode ser por *quantidade*, na qual o vendedor assume o risco da operação da usina, ou por *disponibilidade*, na qual o risco pertence ao comprador, ou seja, a insuficiência de produção deve ser adquirida no mercado de curto prazo pela distribuidora contraparte.

O agente distribuidor não pode lucrar com energia; recebem pelas atividades relacionadas aos serviços e transporte em tensões inferiores à 230 kV cobradas dos clientes mediante Tarifa pelo Uso do Sistema de Distribuição (TUSD).

Outro tipo de leilão são os de *energia de reserva*, celebrados entre agentes geradores e a CCEE. Nesse caso, a produção realizada é comparada com a energia contratada do período e, em caso insuficiente, ocorre penalização pela diminuição da receita fixa anual requisitada pelo investidor do empreendimento à época da realização do leilão.

No ACL, com exceção da distribuidora, participam os agentes que podem participar do ACR, os Agentes de Comercialização *Importador* ou *Exportador* e os *Consumidores Livres*. Nesse ambiente, a venda de energia elétrica ocorre de forma bilateral com qualquer fornecedor (agente de geração ou comercializador) cujos preços e montantes são livremente negociados. Empresas sob o controle federal, estadual ou municipal devem comercializar energia elétrica por meio de leilões, chamadas ou ofertas públicas observando critérios de transparência, publicidade e garantia de acesso a todos os interessados, conforme rege art. 54 do Decreto 5.163/2004.

A atividade venda de energia elétrica tem caráter competitivo; a liberdade de escolha é devido aos agentes possuírem livre acesso aos sistemas de transmissão e distribuição, ilustrados na figura 3.3. Os Agentes de *Transmissão* são responsáveis por gerir as linhas da *Rede Básica*<sup>14</sup>

<sup>13</sup>Os CCEARs estão definidos na Lei 10.848/2004 e no Decreto 5.163/2004.

<sup>14</sup>A Rede Básica é parte do Sistema Interligado Nacional constituído por linhas de transmissão, barramentos,



que transportam energia à tensões iguais ou superiores à 230 kV. Para isto, recebem uma receita anual fixa cobrada dos usuários através da Tarifa pelo Uso do Sistema de Transmissão (TUST).

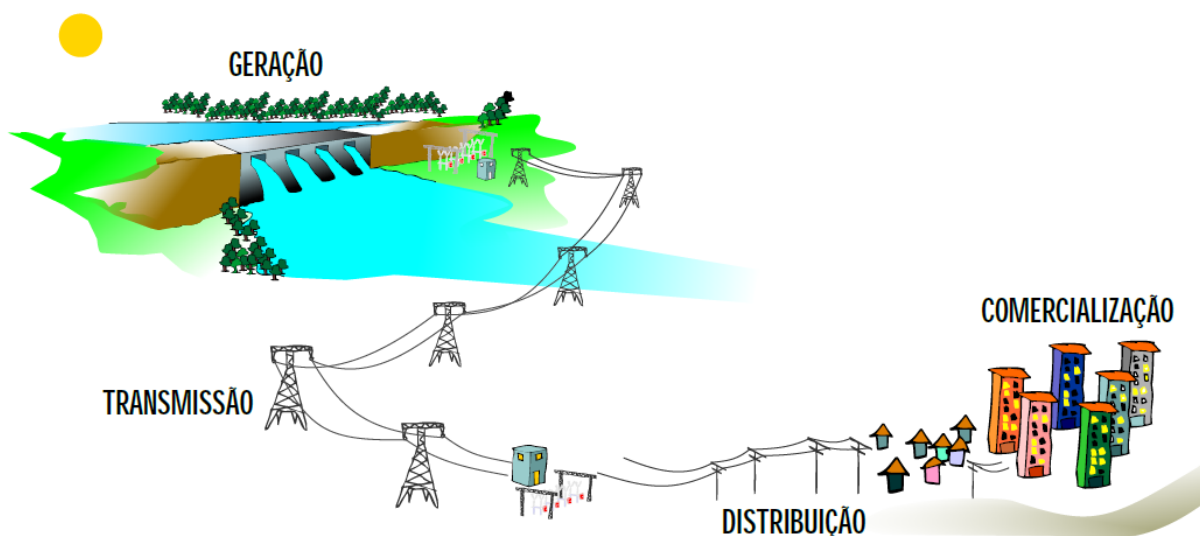


Figura 3.3: Ilustração dos sistemas relacionados à energia elétrica.

Fonte: ANEEL (2008)

Os consumidores livres têm tarifação binômia: pagam uma fatura de energia e outra pelo uso do sistema de distribuição ou transmissão. As condições e opções de compra são definidas nos artigos 15 e 16 da Lei 9.074/1995 e Decreto 5.163/2004: é necessário ter no mínimo uma demanda contratada de 3 MW e garantir o atendimento a 100% de seu consumo verificado com contratos. Conforme estabelecido no artigo 26 da Lei 9.427/1996, quando compram energia produzida de fontes caracterizadas como *especial incentivada* pela legislação (oriundas de PCHs, eólicas, solares, biomassa, etc.) é concedido um desconto de 50% ou 100% na TUSD/TUST. Consumidores que compram exclusivamente este tipo de energia e possuem uma demanda contratada mínima de 0,5 MW são conhecidos como *Consumidores Especiais*.

Um proprietário de usina hidrelétrica obtém receita no mercado brasileiro através da venda de geração ou de garantia física (GF), que representa o nível máximo de comprometimento comercial. Essa venda se dá, no ambiente livre, por negociação bilateral entre agentes ou de forma automática no mercado de curto prazo pela parcela de recurso não comprometida com contratos de venda, valorada ao Preço das Liquidações das Diferenças (PLD). Todas as transações em termos energéticos<sup>15</sup> são contabilizadas e liquidadas pela CCEE utilizando-se um conjunto de regras matemáticas denominadas Regras de Comercialização (CCEE, 2012b).

A garantia física anual de uma usina (em MWh) pode ser dividida em volumes mensais com limite inferior em zero e superior na potência instalada (em MW) multiplicada pelo número equipamentos e dispositivos com tensão igual ou superior a 230 kV, ou inferior quando estabelecido pela ANEEL.

<sup>15</sup>Os preços resultantes de livre negociação não são conhecidos pela CCEE.

de horas do mês. Esse evento é conhecido como *sazonalização* e ocorre, geralmente, no último mês do ano anterior ao da distribuição. A divisão, uma vez efetuada para determinado ano, não pode mais ser alterada.

No âmbito da CCEE é operacionalizado o Mecanismo de Realocação de Energia (MRE) cujo objetivo<sup>16</sup> é compartilhar o risco hidrológico entre todas as usinas participantes realocando o excedente de energia daqueles que geraram além de suas garantias físicas para aqueles que produziram abaixo.

O funcionamento simplificado do mecanismo econômico MRE é apresentado na figura 3.4: supondo apenas duas usinas participantes desse mecanismo, sendo que a primeira gerou 25 MWh abaixo de sua garantia física (de 50 MWh) e a segunda, 100 MWh acima (de 100 MWh); verifica-se, em etapa posterior de contabilização, que a produção do conjunto foi superior ao nível de GF total (de 150 MWh) e, portanto, a usina 1 terá seu nível de geração completado até o valor de sua garantia física - esta é a *energia alocada* comprada à Tarifa de Energia de Otimização (TEO)<sup>17</sup> - e a usina 2 terá sua geração limitada ao nível de sua garantia física. O montante do sistema de 75 MWh acima da GF total é distribuído às usinas de forma proporcional a garantia física de cada - esta é a *energia secundária*. No final das etapas, a usina 1 terá seu nível de geração aumentado e a usina 2 diminuído. A segunda usina, apesar de ter gerado 200 MWh, poderá comprometer apenas 100 MWh com contratos de vendas; os 50 MWh de energia secundária são obrigatoriamente liquidados no mercado de curto prazo ao preço PLD.

Em outra situação, quando a proporção<sup>18</sup> entre produção total e GF total resulta menor que a unidade, ocorre a redução da garantia física de todas as usinas participantes desse mecanismo nessa proporção para determinado mês; esse é o *risco MRE*.

Para as usinas despachadas pelo ONS, a participação ao Mecanismo de Realocação de Energia é compulsória, não sendo o caso da Pequena Central Hidrelétrica a ser estudada.

### 3.3 Benefício Econômico de uma Usina

Para ilustrar o princípio de funcionamento do mercado de energia elétrica, serão mostrados quatro cenários distintos diferenciando as maneiras que uma usina pode obter receita.

<sup>16</sup>O princípio do MRE, criado pelo Decreto 2.655/1998, era o de proteger os agentes proprietários de usinas com o despacho realizado pelo ONS contra o possível estado de insolvência causado por estiagens localizadas.

<sup>17</sup>A TEO é uma tarifa anual publicada em resolução pela ANEEL com base nos custos variáveis de operação (exceto combustível) e na compensação financeira pelo uso da água. A usina Itaipu Binacional é a única que possui uma TEO diferenciada com base no valor mínimo do PLD.

<sup>18</sup>A proporção entre produção e garantia física do sistema composto pelas usinas participantes do MRE é conhecida nas Regras de Comercialização pela sigla GSF, do inglês *Generation Scaling Factor* (FONSECA, 2009).

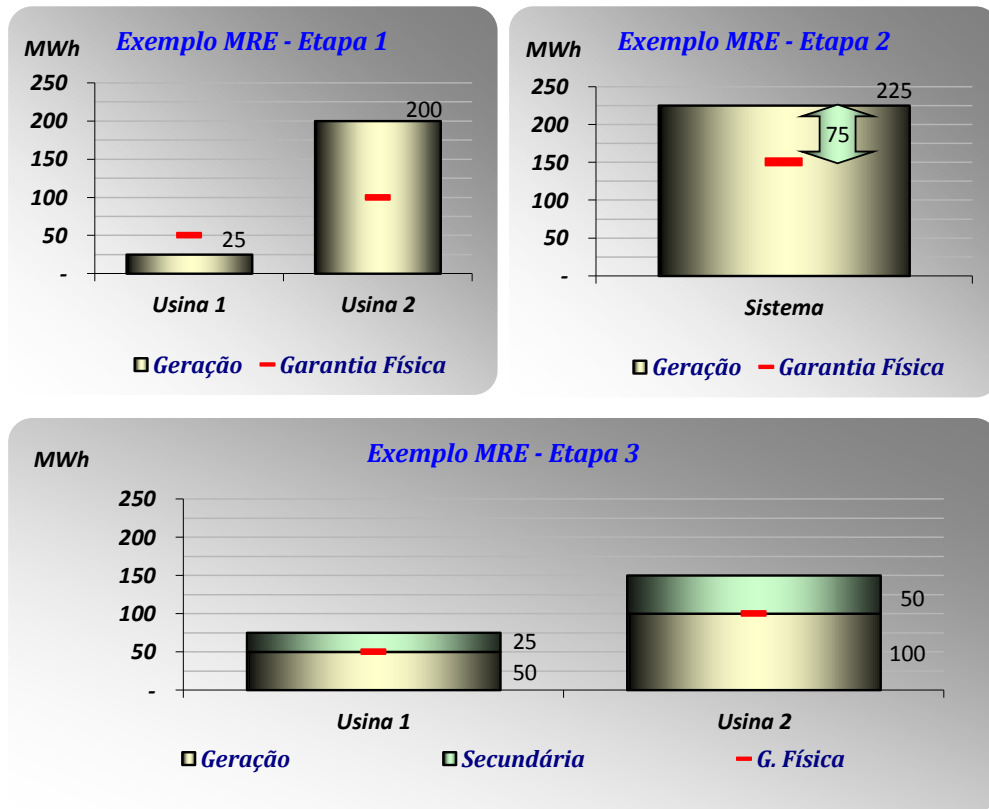


Figura 3.4: Funcionamento simplificado do Mecanismo de Realocação de Energia.

### 3.3.1 Cenário A: Geração de Energia sem Contratos

Considerando, *simplificadamente*, uma usina com produção constante de energia elétrica ao longo dos meses e sem vendas contratuais; a receita obtida irá variar *apenas* devido às variações do preço PLD, conforme equação (3.3). Apesar de incerto o destino físico dessa energia elétrica, quando há produção, *necessariamente*, existe consumo, ou seja, alguns consumidores irão pagar por essa energia. Os montantes econômicos de todos os agentes são calculados no evento *contabilização* realizado mensalmente pela CCEE e as transações efetivas dos valores monetários, ou *liquidação* do mercado de curto prazo, ocorrem de forma bilateral<sup>19</sup> entre determinado agente de mercado<sup>20</sup> e banco centralizador autorizado a realizar às operações da Câmara.

$$\text{receita\_total}_A = \sum_{n=1}^m (\text{geração}_n \text{ preço\_PLD}_n) \quad (3.3)$$

<sup>19</sup>O processo *liquidação financeira* é multilateral: as transações ocorrem entre os agentes, intermediados pelo banco, não sendo possível identificar as contrapartes.

<sup>20</sup>Agentes de mercado são os consumidores, geradores e comercializadores de energia elétrica.

Na qual  $m$  é o número de meses; o vetor **geração** são as energias mensais produzidas, em MWh; e o vetor **preço\_PLD** é o Preço das Liquidações das Diferenças: preços médios mensais variados das energias liquidadas pela CCEE<sup>21</sup>, em R\$/MWh.

### 3.3.2 Cenário B: Produção Vendida em Contratos

Supondo que a geração da energia citada no cenário A é vendida a outro agente (*e.g.*, uma indústria classificada como *cliente livre*), têm-se um contrato bilateral firmado entre as partes cujo preço é negociado livremente e montantes de energia registrados no sistema eletrônico de contabilização da CCEE. Nesse caso, a receita é conforme equação (3.4).

$$\text{receita\_total}_B = \sum_{n=1}^m (\text{vendas}_n \text{ preço\_contrato}_n) \quad (3.4)$$

Na qual o vetor **vendas** é a série de montantes mensais vendidos de energia elétrica, em MWh; e o vetor **preço\_contrato** são os preços desta energia, em R\$/MWh.

Considerando, neste cenário, um preço contratual igual para todos os meses, os montantes econômicos recebidos serão constantes. A motivação em vender energia por meio de contratos é manter a receita uniforme ao longo dos meses. O risco econômico, indicado pelo desvio padrão da série de receitas mensais, e, desconsiderando inadimplências, será nulo nesse caso. Os contratos vendidos funcionam como cobertura<sup>22</sup> contra as oscilações do preço do mercado de curto prazo (preço PLD).

Comparando as equações (3.3) e (3.4), como os montantes mensais de energia gerada e vendida são supostamente iguais, a receita total obtida será maior no cenário em que a *média* de preços for maior. Interessante notar, nesta situação, que a receita total (3.3) apresenta resultado igual à (3.4), mas com risco maior, quando as médias dos preços são iguais, conforme exemplo fictício ilustrado na figura 3.5. Como admite-se **vendas** igual a **geração**, não existem *diferenças*<sup>23</sup> de energia para serem contabilizadas pela CCEE e as equações (3.3) e (3.4) são consideradas simplificações da equação (3.5).

<sup>21</sup> A contabilização e liquidação mensal, realizada pela Câmara de Comercialização de Energia Elétrica, é chamada de *mercado de curto prazo* ou *mercado spot*.

<sup>22</sup> Em finanças, a cobertura é usualmente conhecida pelo termo em inglês: *hedge*.

<sup>23</sup> O nome Preço da Liquidação das Diferenças (PLD) tem origem nessa operação de subtração entre *recursos* e *requisitos*. A *sobra* ou *déficit* de energia incluem recursos como geração, garantia física e compras de outros agentes geradores ou comercializadores; os requisitos são as vendas e o consumo próprio de energia.

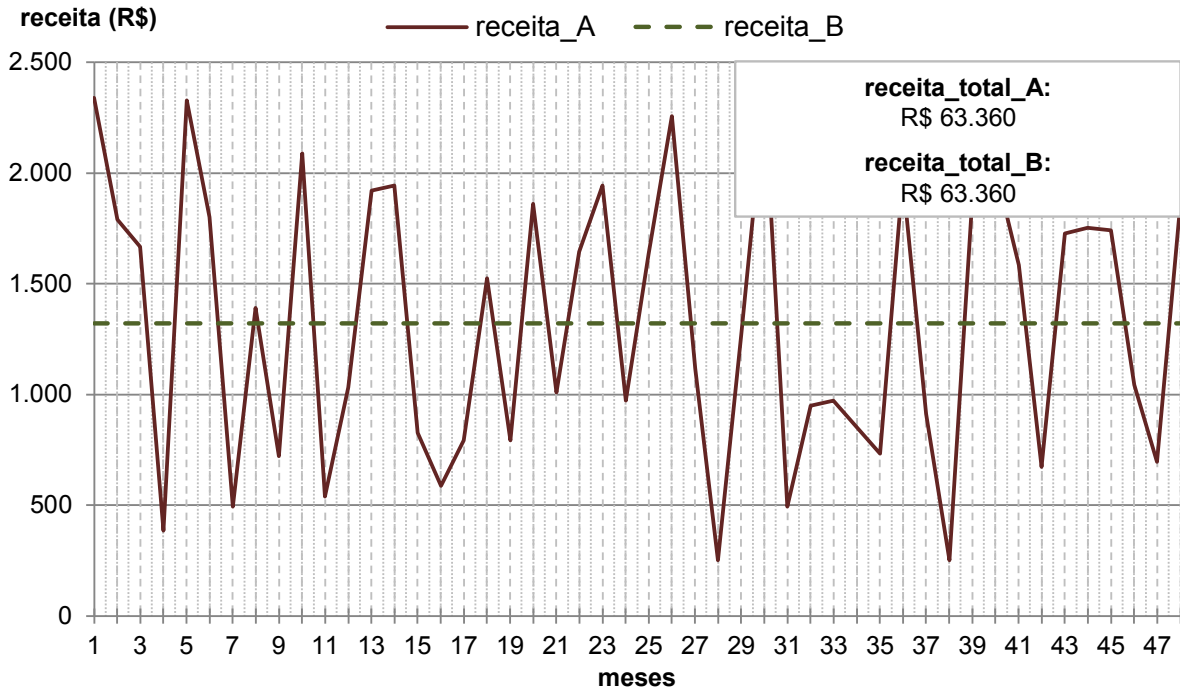


Figura 3.5: Exemplo didático de receitas dos cenários A e B.

### 3.3.3 Cenário C: Geração Média Vendida em Contratos

Com a premissa da *geração* diferir das *vendas* contratuais: não ser mais constante ao longo dos meses mas sua média anual equivaler à  $vendas_n$ ; a receita é conforme equação (3.5).

$$receita_{totalC} = \sum_{n=1}^m ((geração_n - vendas_n) preço_{PLD}_n + vendas_n preço_{contrato}_n) \quad (3.5)$$

A parcela valorada ao PLD é liquidada no mercado de curto prazo e a parcela à preço de contrato é recebida conforme a energia é faturada contra o agente comprador.

Ao ocorrer *diferenças* mensais entre os montantes produzido e contratado, ocorrerão compras ou vendas compulsórias no mercado de curto prazo ao preço PLD. A CCEE calcula a média dos últimos 12 meses dessas diferenças e o resultado, por força legal, deve ser positivo; isso é conhecido nas regras de comercialização como atendimento ao *lastro de venda* do agente fornecedor de energia elétrica, representada pela equação (3.6).

$$lastro_{mes} = \frac{\sum_{n=0}^{11} (geração_{(mes-n)} - vendas_{(mes-n)})}{12} \quad (3.6)$$

Neste cenário, o valor da receita total é diferente do obtido no cenário anterior. Também ocorrem variações mensais<sup>24</sup> em decorrência das oscilações da parcela ao preço PLD, todavia, a equação (3.5), apresenta o mesmo resultado do cenário A, equação (3.3), conforme exemplo fictício ilustrado na figura 3.6.

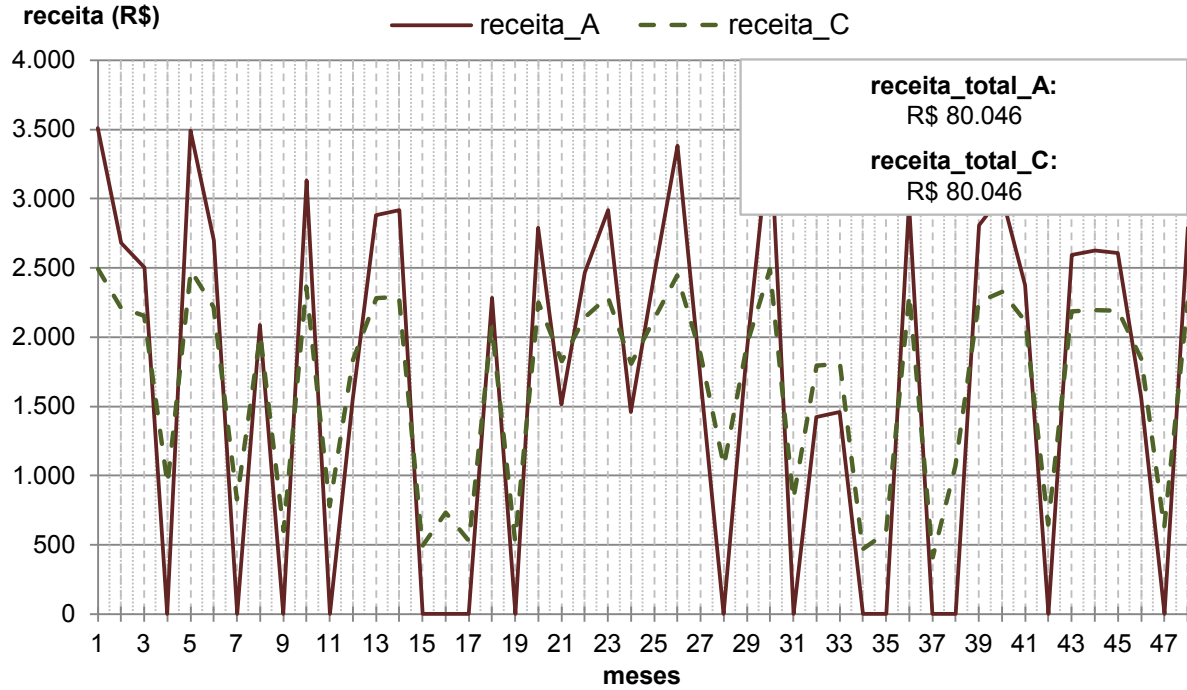


Figura 3.6: Exemplo de receitas das equações (3.3) e (3.5) com premissas do cenário C.

Rearranjando (3.5), a receita mensal é apresentada conforme equação (3.7),

$$\text{receita\_mês}_n = \text{geração}_n (\text{preço\_PLD}_n) + \text{vendas}_n (\text{preço\_contrato}_n - \text{preço\_PLD}_n), \quad (3.7)$$

na qual se conclui que:

- a parcela de receita devido à geração média mensal depende apenas do preço PLD;
- a energia gerada não interfere na parcela de vendas contratuais;
- a receita total considerando contratos bilaterais de vendas é igual à receita total sem contratos quando:

os contratos vendidos são valores constantes ao longo dos meses (o desvio padrão da série é nulo) e,

<sup>24</sup>A explicação das variações na receita mensal, mesmo com toda a energia média produzida sendo vendida a um preço constante, podem ser extrapoladas à realidade para usinas que vendem todo o montante anual de garantia física e sazonalizam de maneira diferente ao vendido em contratos bilaterais.

a média de preços PLD é igual a média de preços contratuais (ambas as séries podem sofrer variações mensais distintas).

Na fase de escolhas de gerações pelo otimizador com o objetivo de maximizar a receita total utilizando a capacidade de armazenamento do reservatório, a não consideração de contratos bilaterais *poderá* violar a restrição de atendimento ao lastro de venda do agente, conforme apresentado no quarto ano do exemplo fictício ilustrado na tabela 3.4. Isso ocorrerá em meses de preços PLD mais baixos do ano, pois a produção de energia não será privilegiada nesses casos. Nestas situações, o atendimento ao lastro poderá ser realizado com a compra de contratos de energia a preços relativamente baixos, uma vez que o mercado utiliza o PLD como referência nas negociações bilaterais.

Tabela 3.4: Exemplo de não atendimento ao lastro de venda do agente

ano	mês	geração (MWh)	preço_PLD (R\$/MWh)	vendas (MWh)	preço_contrato (R\$/MWh)	diferenças (MWh)	lastro (MWh)
3	25	18	136	12	110	6	
3	26	18	188	12	110	6	
3	27	18	93	12	110	6	
3	28	0	21	12	110	-12	
3	29	18	106	12	110	6	
3	30	18	195	12	110	6	
3	31	0	41	12	110	-12	
3	32	18	79	12	110	6	
3	33	18	81	12	110	6	
3	34	0	71	12	110	-12	
3	35	0	61	12	110	-12	
3	36	18	165	12	110	6	0,0
4	37	0	76	12	110	-12	-1,5
4	38	0	21	12	110	-12	-3,0

### 3.3.4 Cenário D: Hidrelétrica no MRE com Vendas Contratuais

Supondo um cenário D, na qual a usina é hidrelétrica e participa do Mecanismo de Realocação de Energia (MRE); de maneira simplificada, o problema pode ser particionado em dois subproblemas: no primeiro, a solução ótima será semelhante a do cenário C: alocações de energia onde o preço PLD é mais alto, todavia, com a troca de *geração* por *g\_física* da formulação (3.5), conforme (3.8):

$$\text{receita\_subtotal}_{D1} = \sum_{n=1}^m ((g_{\text{física}}_n - \text{vendas}_n) \text{preço\_PLD}_n + \text{vendas}_n \text{preço\_contrato}_n) \quad (3.8)$$

Na qual o vetor  $g_{física}$  é o montante anual de garantia física da usina do agente, distribuído em uma série de montantes mensais de energia, em MWh no processo de *sazonalização*. O segundo subproblema envolve decisões de produção de energia mensais valoradas conforme equação (3.9):

$$\begin{aligned} \text{receita\_subtotal}_{D2} = & \sum_{n=1}^m ((\text{geração}_n - g_{física}_n) \text{tarifa\_TEO}_n + \\ & \max\{0; (\text{geração}_n - g_{física}_n)\} (\text{preço\_PLD}_n - \text{tarifa\_TEO}_n) \text{fator}) \end{aligned} \quad (3.9)$$

Na qual o vetor  $\text{tarifa\_TEO}$  é a tarifa da *energia de otimização*<sup>25</sup> sendo constante durante um ano, em R\$/MWh; o operador  $\max\{0; \text{subtração}\}$  limita a subtração à valores positivos ou zero - o resultado multiplicado por fator é a *energia secundária*; o *fator* é um valor entre 0 e 1 calculado pela proporção de garantia física da usina do agente em relação às demais usinas participantes do MRE.

Maximizar a receita, através da análise da primeira parcela da equação (3.9), implica em maximizar a média anual de geração, uma vez que a tarifa possui o mesmo valor nesse período; as decisões de produção mensais tornam-se irrelevantes. Entretanto, pela análise da segunda parcela de (3.9), a decisão ótima depende do montante de garantia física alocado no mês, dado pela maximização de (3.8), e pelo preço PLD. A decisão ótima final será gerar mais energia secundária em meses de preços PLD mais altos.

Portanto, a decisão de compra e venda de contratos bilaterais é um outro problema a ser estudado: o de gestão de carteira de contratos. Conforme exposto, na otimização da operação do reservatório da PCH, considerando ou não a usina participante do MRE, é o preço PLD o fator preponderante e, portanto, serão consideradas receitas automáticas no mercado de curto prazo. O comprometimento com contratos bilaterais de venda de energia elétrica será analisado ao tratar da usina eólica, uma vez que sua geração não é controlada e depende da aleatoriedade dos ventos.

---

<sup>25</sup>Energia de otimização é a diferença entre  $\text{geração}_n$  e  $g_{física}_n$ .



## 4 Elementos de Otimização e Métodos Usados

Neste capítulo é realizada uma breve revisão sobre os assuntos que servirão de base para o presente estudo otimizar a solução do modelo proposto. Primeiramente, é dado o enfoque à *pesquisa operacional*, ramo da matemática aplicada utilizado como referência para o presente trabalho, assim como dado ênfase em dois tópicos: a *modelagem matemática* e a *ferramenta computacional*.

### 4.1 Abordagem

Desde a revolução industrial, ocorrida no século XVIII, o mundo presencia um notável crescimento no tamanho e na complexidades das organizações. Quanto maior a organização, mais difícil se torna o problema de alocação de limitados recursos nas mais diversas atividades, de tal forma que a distribuição global seja da maneira mais eficiente possível. A necessidade de resolver esses tipos de problema durante a segunda guerra mundial e a abordagem científica para lidar com operações militares e uso dos materiais bélicos, culminou com o desenvolvimento do campo da Pesquisa Operacional (TAHA, 2007). Com a melhoria das técnicas empregadas e com o surgimento dos computadores, se observou um aumento de pesquisas nesse ramo da Matemática Aplicada.

O trabalho apresentado nesta dissertação enfatiza a construção e solução de modelos matemáticos seguindo as etapas do campo da Pesquisa Operacional conforme descrito em Hillier e Lieberman (2010):

- **definição do problema e coleta de dados:** identificar *objetivos* apropriados e *restrições* do que pode ser feito; tarefa que pode afetar sobremaneira a conclusão do estudo;
- **criação do modelo matemático:** uma representação simplificada do sistema físico real;
- **procedimento computacional:** a programação matemática ou ferramenta de otimização usada com o modelo para se obter soluções ótimas;

- testes, aprimoramentos e implementação.

A simplificação do sistema real, com o propósito de construção de um modelo físico reduzido ou matemático, concentra-se na identificação de variáveis e restrições dominantes, pertinentes a tomada de decisão, que traduzam o comportamento real conforme descrito esquematicamente na figura 4.1.

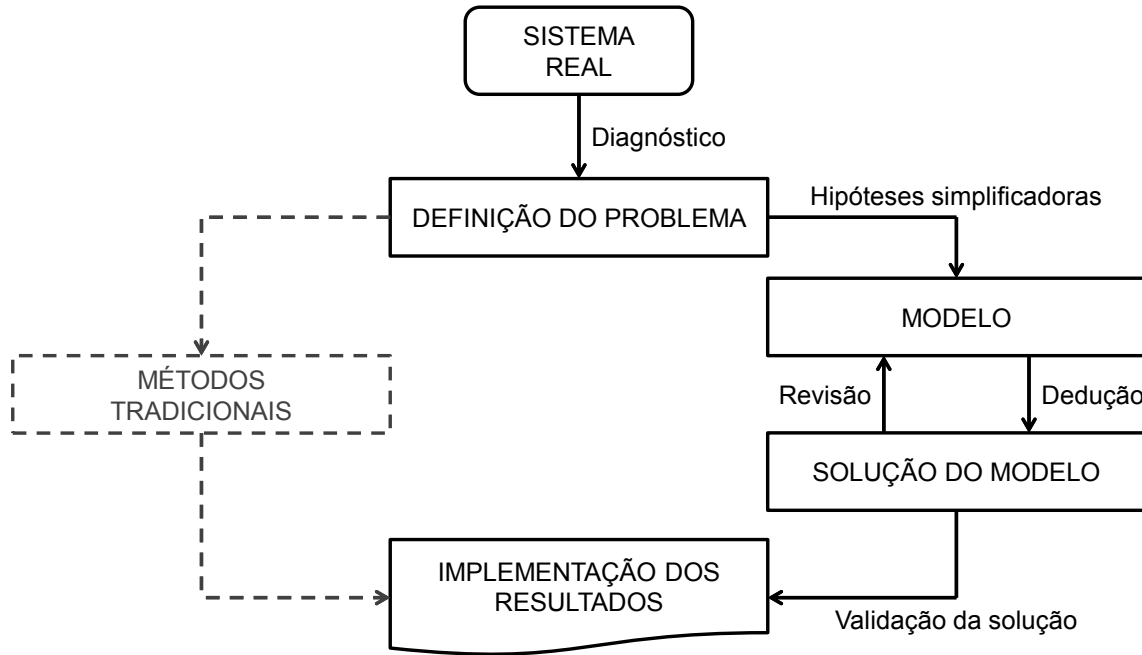


Figura 4.1: Modelo: uma simplificação do sistema real

Fonte: Adaptado de ESTEVÃO (1998, p.6)

A resolução do problema implementado através de um modelo matemático consiste em *Otimizar*, *i.e.*, minimizar ou maximizar uma *função objetivo*  $f$ . Essa função representa o índice de desempenho de um sistema, sujeita às *restrições* de igualdades  $\mathbf{h}$  e desigualdades  $\mathbf{g}$  na variável de decisão  $\mathbf{x}$ , conforme notação<sup>1</sup> da equação (4.1).

$$\mathbf{x}_* = \arg \max_{\mathbf{x} \in \mathbb{R}^n} f(\mathbf{x}) \text{ sujeito à: } = \begin{cases} g_i(\mathbf{x}) \leq 0 & \forall i = 1, \dots, r \\ h_i(\mathbf{x}) = 0 & \forall i = 1, \dots, p \end{cases} \quad (4.1)$$

Em termos matemáticos,  $f(\cdot) : \mathbb{R}^n \mapsto \mathbb{R}$ , *i.e.*, a *função objetivo*  $f$  é uma função de um vetor de  $n$  variáveis e retorna uma grandeza escalar. O operador "arg max", aplicado sobre a função  $f$ , irá retornar o ponto  $\mathbf{x}_*$  que resulta na maior imagem dentre os vários pontos  $\mathbf{x}$  do domínio  $\mathbb{R}^n$ . Em relação às restrições de *desigualdades*  $\mathbf{g}(\cdot) : \mathbb{R}^n \mapsto \mathbb{R}^r$  e *igualdades*  $\mathbf{h}(\cdot) :$

<sup>1</sup> A notação de *vetores* e *matrizes* são em **negrito**. O transposto de um vetor é representado por  $\text{vetor}^T$ .

$\mathbb{R}^n \mapsto \mathbb{R}^p$ , são  $(r+p)$  equações, *e.g.*, para cada vetor de variáveis de otimização  $\mathbf{x} \in \mathbb{R}^n$  utilizado como argumento da função  $\mathbf{h}(\cdot)$ , esta retorna um conjunto  $p$  de valores como resultado. A função  $h_i(\mathbf{x}) = 0$ , presente na equação (4.1), é o mesmo que o conjunto de equações (4.2), simplificada em forma vetorial conforme apresentado na equação (4.3).

As restrições  $g_i(\mathbf{x})$  e  $h_i(\mathbf{x})$  são os requisitos necessários do modelo matemático que, quando atendidos, a *solução ótima* vetor  $\mathbf{x}_*$ , que é o argumento que maximiza a função  $f(\mathbf{x})$ , se torna admissível. Quando possível determinar de maneira direta e exata, um procedimento empregado é o de derivar a função objetivo e determinar os pontos em que seu gradiente se anula. Entretanto, existem situações em que esse procedimento é impossível de ser determinado analiticamente, *e.g.*, a necessidade de escrever um algoritmo<sup>2</sup> que realize o cálculo numérico da solução de um sistema de equações presente na função objetivo, que, não pode ser representada explicitamente por uma expressão matemática simples, nem derivada ou integrada de maneira explícita. A metáfora mais adequada para as funções a serem utilizadas pelas técnicas de *Otimização* é o de *caixa preta*<sup>3</sup>, na qual pode-se entrar com um vetor  $\mathbf{x}$  e obter o valor  $f(\mathbf{x})$  associado.

$$\begin{aligned} h_1(\mathbf{x}) &= 0 \\ h_2(\mathbf{x}) &= 0 \\ &\vdots \\ h_p(\mathbf{x}) &= 0 \end{aligned} \tag{4.2}$$

$$\mathbf{h}(\mathbf{x}) = 0 \tag{4.3}$$

Em otimização não existe um algoritmo universal e sim inúmeros especializados em um tipo particular de problema. Para escolher o método adequado, a pesquisa operacional classifica os problemas adotando alguns critérios a partir das características da função objetivo, das restrições, das variáveis de decisão e da qualidade esperada do resultado do otimizador, conforme ilustrado na figura 4.2 (NOCEDAL; WRIGHT, 1999).

Na gestão de recursos hídricos, tema desta dissertação, muitos problemas foram solucionados por diferentes modelagens e técnicas distintas. Especialmente a Programação Linear (PL), a Programação Dinâmica (PD) e a Programação Não Linear (PNL) foram muito utilizadas na operação de reservatórios nas últimas quatro décadas (WURBS, 1993). Uma revisão

<sup>2</sup>Algoritmos são instruções contendo operações lógicas e matemáticas e também atribuições de dados.

<sup>3</sup>Caixa preta diz respeito a objetos cujas entradas e saídas são sabidas, mas cujo interior é inacessível.

Função Objetivo e Restrições
Multi (vetorial) ou Mono (escalar) objetivo?
Linear ou Não Linear?
Se não linear, é Convexa?
Suave (diferenciável)?
Variáveis de Decisão
Contínuas, Discretas, Aleatórias, Mistas
Solução Esperada
Excelente (ótimo global)
Boa (ótimo local)

Figura 4.2: Critério de classificação dos problemas de otimização

abrangente da aplicação desses métodos nessa área é apresentada em Yeh (1985) e em Labadie (2004).

A Programação Linear, desenvolvida pela primeira vez por economistas da década de 1930, preocupados com a alocação de recursos escassos, é a que possui um vasto número de estudos no caso de problemas de reservatório. A generalização da PL foi desenvolvida posteriormente por Dantzig, em 1947, e é conhecida por *Método Simplex*. Posteriormente, na década de 1980, algoritmos computacionais mais rápidos tais como o *Método dos Pontos Interiores* foram desenvolvidos, a fim de resolver problemas com muito mais variáveis (KARMARKAR, 1984).

Neste trabalho é utilizado o Método dos Pontos Interiores com uma abordagem de solução *não linear* e uso de métodos heurísticos desenvolvido por Wächter (2002). A representação das grandezas envolvidas na operação de reservatórios se dá, em grande parte, de maneira não linear. Isso limita os pesquisadores a representar adequadamente o sistema real por modelos lineares, e justifica a abordagem da PNL ou mesmo da Programação Dinâmica, que pode lidar com as não linearidades na função objetivo e nas restrições.

A PD é uma otimização muito relacionada com a simulação de processos de decisão multiestágios sequenciais baseadas no *Princípio da Otimalidade* proposto por Bellman (1957). Esta abordagem é muito flexível por permitir problemas não lineares, estocásticos ou mesmo não contínuos<sup>4</sup> (LOUCKS; BEEK, 2005).

<sup>4</sup>Uma função é contínua em um intervalo se for contínua em todos os pontos desse intervalo. Um função é

Embora essa flexibilidade exista, as desvantagens impossibilitam sua utilização em problemas de grande porte devido ao elevado tempo de processamento e utilização de memória de computador. Yakowitz (1982) apresenta uma revisão detalhada aplicada em recursos hídricos.

Uma maneira de contornar essa deficiência da PD, conhecida como *Mal da Dimensionalidade*, e representar as funções não lineares envolvidas na operação de reservatórios, é utilizar uma estrutura matemática de modelagem apropriada para resolver o problema através da técnica de Programação Não Linear.

Os primeiros métodos de PNL para minimização de funcionais foram desenvolvidos com a premissa de convergir para a solução a partir da utilização de um *Método de Direção de Busca*. Considerando o problema irrestrito  $\mathbf{x}_* = \arg \min_{\mathbf{x}} f(\mathbf{x})$ , e, dado um ponto inicial  $\mathbf{x}_0 \neq \mathbf{x}_*$ , o algoritmo de otimização gera uma sequência  $\mathbf{x}_k$  tal que  $\mathbf{x}_k \rightarrow \mathbf{x}_*$ . Os métodos classificados nessa categoria possuem a estrutura básica representada na figura 4.3 (TAKAHASHI, 2007).

```

1    $k \leftarrow 0$ 
2   enquanto (não critério de parada)
3        $\mathbf{d}_k \leftarrow \mathbf{h}(\cdot)$ 
4        $\alpha_k \leftarrow \arg \min_{\alpha} f(\mathbf{x}_k + \alpha \mathbf{d}_k)$ 
5        $\mathbf{x}_{k+1} \leftarrow \mathbf{x}_k + \alpha_k \mathbf{d}_k$ 
6        $k \leftarrow k + 1$ 
7   fim enquanto

```

Figura 4.3: Estrutura dos algoritmos de direção de busca

Fonte: Adaptado de Takahashi (2007, p.99)

Nessa estrutura, o *tamanho do passo*  $\alpha_k$  é calculado por um método de minimização de funções de uma única variável e a *direção de busca*  $\mathbf{d}_k$  é calculada pela função  $\mathbf{h}(\cdot)$ ; basicamente um algoritmo difere do outro através dessa última função. Dentre os existentes, o mais primitivo é o *Algoritmo do Gradiente*, cuja direção é calculada por  $\mathbf{h} = -\nabla f(\mathbf{x}_k)$ , descrito a seguir (TAKAHASHI, 2007):

"dado um ponto inicial do espaço de busca, obtém-se um novo ponto situado sobre a reta definida por esse ponto e pelo gradiente da função objetivo. Essa é a direção para a qual, localmente, a função mais rapidamente decresce (no sentido contrário ao do gradiente). Determina-se o novo ponto como sendo aquele em que a função objetivo atinge o mínimo sobre essa reta (note-se que este é um problema de

---

contínua em um ponto  $x = a$  se  $\lim_{x \rightarrow a} f(x) = f(a)$ . Qualquer função diferenciável em um valor do domínio será contínua naquele valor, mas a recíproca não é verdadeira (WREDE; SPIEGEL, 2002, p.46).

minimização de uma função de uma única variável). A partir desse novo ponto, repete-se o processo, até que seja satisfeito um critério de convergência"

Apesar de seu rigor matemático, este método possui convergência lenta e em ziguezague perto da solução.

Mais recentemente, no início da década de 1990, começaram a ser desenvolvidos métodos de otimização inspirados na natureza, em base heurística. Métodos de aproximação das soluções ideais dos problemas foram desenvolvidos na função de avaliação dos resultados inspirados no comportamento social. O resultado final decorre da emergência de efeitos globais a partir de interações locais, com a capacidade de auto-organização, não sendo necessariamente o melhor possível. Na classe desses algoritmos encontram-se os de inteligência computacional: computação evolucionária, lógica nebulosa, redes neurais e vida artificial. Essas heurísticas tem em comum a ideia do controle estar espalhado entre os entes cuja comunicação é limitada, porém, produz comportamentos sociais que transcendem o individual; a vantagem está em resolver o problema com uma abordagem naturalmente paralela<sup>5</sup> obtendo uma resposta robusta e adaptativa em relação à mudanças no ambiente (BONABEAU; DORIGO; THERAULAZ, 1999).

Do conceito de computação evolucionária surgiram dois métodos bastante utilizados em recursos hídricos: algoritmos genéticos e algoritmo de enxame de partículas<sup>6</sup>, que tem suas origens na teoria dos autômatos celulares, usada para simular sistemas biológicos, fenômenos físicos e pesquisar características de sistemas dinâmicos complexos. O *jogo da vida*, criado pelo matemático John Conway, na década de 1960, exemplifica como a partir de regras simples pode emergir um comportamento sistêmico complexo: de um tabuleiro de xadrez onde cada casa, ou célula, pode assumir apenas duas tonalidades, branca ou preta e todas as casas possuem as mesmas regras: se ela for preta deverá se tornar branca caso tenha menos que duas ou mais que três vizinhas pretas; se ela for branca deverá se tornar preta caso tenha três vizinhas pretas; após algumas iterações, o resultado pode se tornar caótico, dependendo das condições iniciais do tabuleiro, conforme apresentado no figura 4.4.

O que muda de uma heurística para outra está na maneira do pesquisador em lidar com o problema e nas ideias de solução levadas a efeito: a chave desse processo está na abstração e

<sup>5</sup>O uso do paralelismo se mostra muito justificável ao se analisar a evolução dos equipamentos de computação: desenvolver um processador mais potente – que é o periférico que efetivamente executa as instruções de um algoritmo – demanda muitos recursos e exige que muitos desafios tecnológicos sejam vencidos ao passo que produzir vários iguais é o oposto. E é exatamente por essa razão que os supercomputadores possuem processadores equivalentes aos de uso doméstico, mas construídos de maneira a abrigar centenas de milhares deles (TOP500, 2011).

<sup>6</sup>Algoritmo PSO, do inglês *Particle Swarm Optimization*.

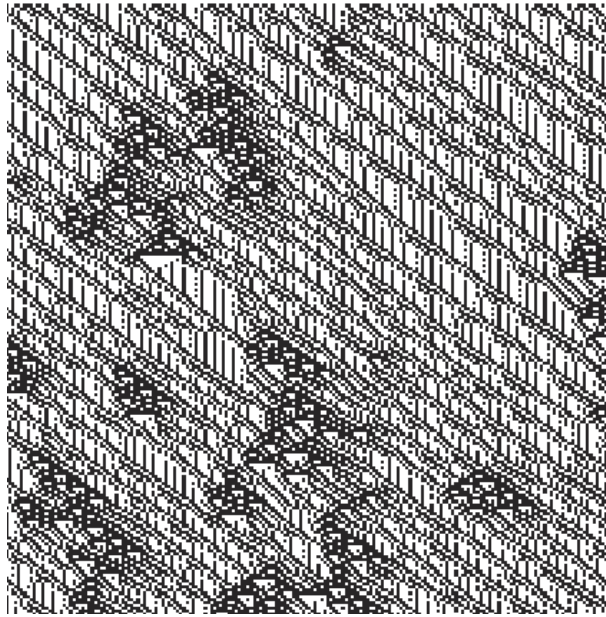


Figura 4.4: Exemplo de células automatas binárias após algumas iterações do *jogo da vida*.

Fonte: Kennedy, Eberhart e Shi (2001, p.22)

criatividade. Quanto melhor se consegue separar mentalmente os elementos de uma totalidade complexa generalizando os conceitos e aplicando a imaginação para criar soluções aceitáveis e rápidas, melhor será o algoritmo.

Na aplicação em recursos hídricos, alguns problemas resolvidos por computação evolucionária através de algoritmos genéticos e por otimização por enxame de partículas podem ser consultados em TAN, SHI e TAN (2010a) e TAN, SHI e TAN (2010b).

Interessante notar que, mesmo métodos como os da figura 4.3, mas contendo busca em *direções aleatórias*  $\mathbf{d}_k$  e um mecanismo condicional para a atualização do vetor  $\mathbf{x}_{k+1} \leftarrow \mathbf{x}_k + \mathbf{d}_k$  pela comparação de  $f(\mathbf{x}_{k+1})$  com  $f(\mathbf{x}_k)$ , funcionam para a minimização ou maximização de funções com  $k \rightarrow \infty$ , i.e., *convergência*, mas, tal utilização compromete a eficiência<sup>7</sup> do algoritmo, justificando as diferentes maneiras estudadas.

## 4.2 Programação Matemática

O objetivo dessa seção é apresentar alguns conceitos do *procedimento computacional* empregado neste trabalho: a otimização não linear pelo método de pontos interiores primal-dual.

No século XVII, o matemático Pierre de Fermat demonstrou um método para encontrar

---

<sup>7</sup>A eficiência de um algoritmo está diretamente relacionada com a quantidade de instruções que um computador utiliza para encontrar a solução ótima.

os pontos extremos<sup>8</sup> de funções diferenciáveis<sup>9</sup> em um conjunto aberto:

**Teorema 4.2.1 (Fermat)** *Seja  $f : (a, b) \mapsto \mathbb{R}$  uma função e suponha  $x_0 \in (a, b)$  um ponto local extremo de  $f$ . Se  $f$  é diferenciável em  $x_0$ , então sua derivada  $f'(x_0) = 0$ .*

Esse teorema fornece a *condição necessária* para valores extremos da função pois alguns pontos estacionários<sup>10</sup> são pontos de inflexão<sup>11</sup>, *i.e.*, não são pontos de mínimo ou de máximo. A *condição suficiente* vem através do teste da segunda derivada da função, que, quando existe e é diferente de zero, indica um ponto extremo.

No século XVIII, o matemático Joseph Louis Lagrange apresentou uma maneira de resolver problemas de otimização com a inclusão de restrições de igualdades através de *variáveis duais*<sup>12</sup> (ou *multiplicadores de Lagrange*)  $\boldsymbol{\lambda}$ . Seja o problema apresentado em (4.4):

$$\begin{aligned} &\text{minimizar } f(\mathbf{x}) \\ &\text{sujeito à } \mathbf{h}(\mathbf{x}) = \mathbf{0}, \end{aligned} \tag{4.4}$$

sendo  $f : \mathbb{D} \rightarrow \mathbb{R}$  a *função objetivo* com  $\mathbb{D} \subset \mathbb{R}^n$ ; a função  $\mathbf{h} = (h_1, \dots, h_m)^T$  de  $\mathbb{R}^n$  à  $\mathbb{R}^m$  as *restrições de igualdade* e; a variável  $\mathbf{x} \in \Omega \subset \mathbb{R}^n$  o *vetor decisão*. As funções  $f$  e  $\mathbf{h}$  são geralmente assumidas como de classe<sup>13</sup>  $C^2$ .

O método consiste em construir a função *Lagrangeana*, equação (4.5), associada ao problema (4.4), e atribuir nulo o seu vetor gradiente ( $\nabla \Lambda = 0$ ), que resulta em um sistema de equações que pode ser resolvido por métodos numéricos. Também é possível resolver problemas semelhantes ao (4.4), mas de maximização de  $f(\mathbf{x})$ , empregando a minimização de  $-f(\mathbf{x})$ .

$$\Lambda(\mathbf{x}, \boldsymbol{\lambda}) = f(\mathbf{x}) + \boldsymbol{\lambda}^T \mathbf{h}(\mathbf{x}) \tag{4.5}$$

A condição necessária de primeira ordem é que se  $f$  é extremo, então  $(\mathbf{x}, \boldsymbol{\lambda})$  é um ponto estacionário, *i.e.*, a derivada de  $\Lambda$  nesse ponto é nula. Condição suficiente de segunda

<sup>8</sup>Pontos extremos são pontos do domínio onde a função atinge seu valor mínimo ou máximo, *i.e.*,  $m$  é mínimo e  $M$  é máximo se existem pontos  $x_m$  e  $x_M$  tais que  $m = f(x_m) \leq f(x) \leq f(x_M) = M$ ,  $\forall x$  do domínio. Quando todo o domínio é considerado, o ponto extremo é global; se for em alguma vizinhança do ponto contido, é extremo local.

<sup>9</sup>Funções diferenciáveis são aquelas cujas derivadas existem em todos os pontos de seu domínio.

<sup>10</sup>Ponto estacionário é o ponto no domínio de uma função cuja primeira derivada é nula.

<sup>11</sup>Ponto de inflexão é o ponto sobre a função onde sua curvatura troca de sinal.

<sup>12</sup>Variável dual tem uma interpretação econômica associada ao conceito de *preço-sombra* ou *custo marginal*.

<sup>13</sup>Classe de uma função  $f$  é dita  $C^n$  se todas as suas derivadas de ordem até  $n$  forem contínuas. A função é dita *suave* quando  $\forall n$  for de classe  $C^n$ .



ordem pode ser estabelecida através da análise da matriz hessiana de  $\Lambda$ . Quando as funções  $f$  e  $\mathbf{h}$  são lineares, o *método simplex* é muito empregado para resolver o problema (4.4) por ser relativamente simples de implementar e ter uma performance computacional razoável.

O *método dos pontos interiores* é uma alternativa que possui uma performance melhor em problemas de grande porte, por ser um método de tempo polinomial<sup>14</sup>. A idéia é transformar um problema restrito em igualdades e desigualdades em um conjunto de problemas irrestritos, sendo a abordagem "mais fácil" de se resolver. Para isso, é usada uma função (de penalidade) do tipo barreira<sup>15</sup>, que não permite ao procedimento deixar a região viável de soluções, sendo por isso o nome método de *pontos interiores*. Com o problema sem restrições, o método de Newton pode ser empregado para resolvê-lo.

### 4.2.1 Método de Newton

Dado um ponto inicial  $x_0$ , esse método gera uma sequência de pontos  $x_n$  que convergem<sup>16</sup> a um ponto estacionário  $x_*$  de uma função  $f : \mathbb{R} \mapsto \mathbb{R}$  cuja derivada  $f'(x_*) = 0$ . A expansão de Taylor<sup>17</sup> de segunda ordem de  $f$  em torno de  $x_n$ ,

$$T(x_{n+1}) = f(x_n) + f'(x_n)\Delta x + \frac{1}{2}f''(x_n)\Delta x^2, \quad (4.6)$$

atinge um ponto extremo quando sua derivada em relação à  $\Delta x$  é nula, sendo  $\Delta x = x_{n+1} - x_n$ , *i.e.*, quando  $\Delta x$  resolve a equação linear  $f'(x_n) + f''(x_n)\Delta x = 0$ . Dessa análise, a sequência produzida por:

$$x_{n+1} = x_n - \frac{f'(x_n)}{f''(x_n)}, n = 0, 1, \dots \quad (4.7)$$

irá convergir para o ponto de mínimo (ou máximo)  $x_*$ , na qual  $f'(x_*) = 0$ , dado um ponto inicial  $x_0$  e assumindo  $f$  duas vezes diferenciável. Quando a variável  $x$  tem mais di-

<sup>14</sup>Tempo polinomial de algoritmos, usando a notação Grande-O, é aquele em que o número de passos para completá-lo é  $O(n^k)$  para  $k \in \mathbb{Z} | k \geq 2$  e  $n$  é o comprimento da entrada, *e.g.*, um problema de tamanho  $n = 50$  em um algoritmo de tempo  $O(n^2)$  leva aproximadamente  $50^2$  passos necessários para se verificar a solução.

<sup>15</sup>A função barreira tem a finalidade de aproximar do valor infinito conforme  $\mathbf{x}$  se aproxima da fronteira da região  $\{\mathbf{x} | \mathbf{g} \leq \mathbf{0}\}$ .

<sup>16</sup>Existem condições iniciais que geram sequências não convergentes.

<sup>17</sup>Expansão de Taylor em torno de  $a$  é uma série de funções:  $\sum_{n=0}^{\infty} \frac{f^{(n)}(a)}{n!} (x-a)^n$  na qual  $n!$  é o fatorial de  $n$  e  $f^{(n)}$  é a  $n$ -ésima derivada de  $f$ .

mensões, o algoritmo pode ser generalizado substituindo a derivada pelo gradiente e a segunda derivada pela matriz hessiana ( $\mathbf{H}(\cdot)$ ) da equação (4.7), conforme apresentado na equação (4.8):

$$\mathbf{x}_{n+1} = \mathbf{x}_n - \mathbf{H}(f(\mathbf{x}_n))^{-1} \nabla f(\mathbf{x}_n), n = 0, 1, \dots \quad (4.8)$$

Utilizando (4.8), o algoritmo do método de Newton é apresentado na figura 4.5; o vetor  $\Delta \mathbf{x}$  é chamado de *passo* ou *direção de busca* e  $t$  é o *tamanho* ou *comprimento do passo*. A atualização do ponto  $\mathbf{x}$  é semelhante a equação (4.8), com a inclusão do parâmetro de busca  $t$ , que protege contra a possibilidade de não convergência quando  $t = 1$  e  $\mathbf{x}$  "longe" da solução, devido às características não quadráticas de  $f$  (LUENBERGER; YE, 2008, p.247).

1	<b>dados:</b>
2	ponto inicial: $\mathbf{x} \in \text{dom}(f)$
3	tolerância: $\epsilon > 0$
4	<b>repete</b>
5	calcule o passo de Newton: $\Delta \mathbf{x} \leftarrow -\mathbf{H}(f(\mathbf{x}))^{-1} \nabla f(\mathbf{x})$
6	calcule o decremento de Newton: $\lambda^2 \leftarrow \nabla f(\mathbf{x})^T \mathbf{H}(f(\mathbf{x}))^{-1} \nabla f(\mathbf{x})$
7	calcule o tamanho do passo: $t$ por busca unidimensional
8	atualize o ponto: $\mathbf{x} \leftarrow \mathbf{x} + t \Delta \mathbf{x}$
9	<b>até</b> (critério de parada: se $\lambda^2/2 \leq \epsilon$ )

Figura 4.5: Estrutura do método de Newton  
Fonte: Adaptado de Boyd e Vandenberghe (2004, p.525)

O *decremento de Newton*  $\lambda$ , usado como critério de parada, é uma estimativa da aproximação de  $\mathbf{x}$  em  $\mathbf{x}_*$ , sendo  $\mathbf{x}_*$  o ponto ótimo, baseada na aproximação de segunda ordem de Taylor de  $f$ , quadrática, em  $\mathbf{x}$  (BOYD; VANDENBERGHE, 2004, p.486). O tamanho do passo  $t$  é calculado por busca unidimensional (ou linear); o método *exato*<sup>18</sup> escolhe  $t$  que minimiza  $f$  ao longo do raio<sup>19</sup>  $\{\mathbf{x} + t \Delta \mathbf{x} \mid t \geq 0\}$ , conforme (4.9):

$$t = \arg \min_{s \geq 0} f(\mathbf{x} + s \Delta \mathbf{x}) \quad (4.9)$$

Uma possível implementação *não exata* de busca unidimensional e custo computacional menor, é apresentada na figura 4.6, na qual  $\alpha$  e  $\beta$  são parâmetros arbitrários.

<sup>18</sup>Busca unidimensional exata é a mesma apresentada na linha 4 do algoritmo da figura 4.3.

<sup>19</sup>O raio é parte de uma linha com ponto inicial em  $\mathbf{x}$  indo ao infinito através da direção  $\Delta \mathbf{x}$  pela variação de  $t$ .

```

1  dados:
2      direção de busca:  $\Delta \mathbf{x}$  de  $f$  em  $\mathbf{x} \in \text{dom}(f)$ 
3      constantes:  $\alpha \in (0; 0,5)$  e  $\beta \in (0; 1)$ 
4       $t \leftarrow 1$ 
5      enquanto (  $f(\mathbf{x} + t \Delta \mathbf{x}) > f(\mathbf{x}) + \alpha t \nabla f(\mathbf{x})^T \Delta \mathbf{x}$  )
6           $t \leftarrow \beta t$ 
7      fim enquanto

```

Figura 4.6: Algoritmo de busca unidimensional *backtracking*

Fonte: Adaptado de Boyd e Vandenberghe (2004, p.464)

Problemas não lineares com restrições de igualdades também podem ser resolvidos pelo método de Newton quando  $f$  é escalar convexa<sup>20</sup> e duas vezes diferenciável; seja o problema apresentado em (4.10):

$$\begin{aligned} \min. \quad & f(\mathbf{x}) \\ \text{sujeito à} \quad & \mathbf{Ax} = \mathbf{b}, \end{aligned} \tag{4.10}$$

na qual  $\mathbf{A} \in \mathbb{R}^{m \times n}$  com posto<sup>21</sup>  $\mathbf{A} = m < n$  (*i.e.*, existem menos equações que variáveis e as restrições são independentes), o algoritmo apresentado na figura 4.5, alterando-se exclusivamente o cálculo do passo de Newton, o resolve. O passo é obtido conforme equação (4.11), com base nas *condições de Karush-Kuhn-Tucker* detalhadas adiante:

$$\begin{bmatrix} \mathbf{H}(f(\mathbf{x})) & \mathbf{A}^T \\ \mathbf{A} & \mathbf{0} \end{bmatrix} \begin{bmatrix} \Delta \mathbf{x} \\ \boldsymbol{\lambda} \end{bmatrix} = - \begin{bmatrix} \nabla f(\mathbf{x}) \\ \mathbf{Ax} - \mathbf{b} \end{bmatrix} \tag{4.11}$$

na qual  $\boldsymbol{\lambda}$  é a variável dual do problema (4.10) com a substituição de  $f$  por sua aproximação Taylor multidimensional de segunda ordem, resultando em um problema de minimização convexo quadrático. A equação matricial (4.11) pode ser interpretada como um método *primal-dual* de solução a problemas restritos em igualdades, *i.e.*, método na qual são calculadas as variáveis primal  $\mathbf{x}$  e dual  $\boldsymbol{\lambda}$  a fim de satisfazer as condições de otimalidade (equações (4.15)) (BOYD; VANDENBERGHE, 2004, p.532).

<sup>20</sup>É convexa a função  $f : \mathbb{R}^n \mapsto \mathbb{R}$  quando  $\forall x, y \in \mathbb{R}^n, \forall \lambda \in [0, 1] : f(\lambda x + (1 - \lambda)y) \leq \lambda f(x) + (1 - \lambda)f(y)$ .

<sup>21</sup>Posto de uma matriz expressa a quantidade de vetores-linha (ou vetores-coluna) que são linearmente independentes. Um conjunto de vetores é linearmente independente quando nenhum deles pode ser escrito como combinação linear dos restantes (FERREIRA, 2008).

### 4.2.2 Dualidade

O termo *primal-dual* vem da teoria da dualidade desenvolvida por John von Neumann para programação linear. Ela diz que qualquer problema tem associado um outro chamado *dual*, e.g., seja (4.12) o problema primal:

$$\begin{aligned} &\text{maximizar } \mathbf{c}^T \mathbf{x} \\ &\text{sujeito à } \mathbf{Ax} \leq \mathbf{b}, \\ &\quad \mathbf{x} \geq \mathbf{0}, \end{aligned} \tag{4.12}$$

na qual  $\mathbf{c}^T$  é o vetor-linha  $[c_1, c_2, \dots, c_n]$ ;  $\mathbf{x}$ ,  $\mathbf{b}$  e  $\mathbf{0}$  são vetores-coluna  $\in \mathbb{R}^n$  e  $\mathbf{A}$  é uma matriz  $m \times n$ ; o problema dual associado a (4.12) é apresentado em (4.13):

$$\begin{aligned} &\text{minimizar } \mathbf{b}^T \mathbf{y} \\ &\text{sujeito à } \mathbf{A}^T \mathbf{y} \geq \mathbf{c}, \\ &\quad \mathbf{y} \geq \mathbf{0}, \end{aligned} \tag{4.13}$$

na qual  $\mathbf{y} \in \mathbb{R}^n$ . Ambos os problemas estão inter-relacionados pelos teoremas 4.2.2 e 4.2.3 (MACULAN FILHO; PEREIRA, 1980, p.88):

**Teorema 4.2.2 (Versão fraca da dualidade)** *Seja  $\mathbf{x}$  uma solução viável para o problema primal e  $\mathbf{y}$  uma solução viável para o problema dual, então  $\mathbf{c}^T \mathbf{x} \leq \mathbf{b}^T \mathbf{y}$ .*

**Teorema 4.2.3 (Versão forte da dualidade)** *Seja  $\mathbf{x}_*$  uma solução ótima para o problema primal e  $\mathbf{y}_*$  uma solução ótima para o problema dual, então  $\mathbf{c}^T \mathbf{x}_* = \mathbf{b}^T \mathbf{y}_*$ .*

Ou seja, para um algoritmo de otimização que utiliza ambos os problemas, quanto menor a distância entre  $\mathbf{c}^T \mathbf{x}$  com  $\mathbf{b}^T \mathbf{y}$ , mais próximo se está da solução ótima.

### 4.2.3 Otimização Não-Linear

Em meados do século XX, os matemáticos Albert W. Tucker e Harold W. Kuhn publicaram, pela primeira vez na literatura matemática, um trabalho com o título de *programação não linear* provando as condições necessárias para a existência de uma solução ótima (KJELDSEN, 2000). Dado o problema apresentado em (4.14):

$$\begin{aligned}
& \min. && f(\mathbf{x}) \\
& \text{sujeito à} && \mathbf{h}(\mathbf{x}) = \mathbf{0} \\
& && \mathbf{g}(\mathbf{x}) \leq \mathbf{0},
\end{aligned} \tag{4.14}$$

na qual as funções  $f : \mathbb{R}^n \mapsto \mathbb{R}$ ,  $\mathbf{h} : \mathbb{R}^n \mapsto \mathbb{R}^m$  e  $\mathbf{g} : \mathbb{R}^n \mapsto \mathbb{R}^p$  são continuamente diferenciáveis<sup>22</sup> e o conjunto viável é  $\Omega = \{\mathbf{x} \in \mathbb{R}^n \mid \mathbf{h}(\mathbf{x}) = \mathbf{0}, \mathbf{g}(\mathbf{x}) \leq \mathbf{0}\}$ . Seja  $\mathbf{x}_* \in \Omega$  um ponto regular<sup>23</sup> de mínimo local, existem *variáveis duais*  $\boldsymbol{\lambda}_* \in \mathbb{R}^m$  e  $\boldsymbol{\mu}_* \in \mathbb{R}^p$ , que satisfazem as equações (4.15) (EUSTÁQUIO; KARAS; RIBEIRO, 2008):

$$\nabla_{\mathbf{x}} \Lambda(\mathbf{x}_*, \boldsymbol{\lambda}_*, \boldsymbol{\mu}_*) = \nabla f(\mathbf{x}_*) + \sum_{i=1}^m \lambda_{*i} \nabla h_i(\mathbf{x}_*) + \sum_{j=1}^p \mu_{*j} \nabla g_j(\mathbf{x}_*) = \mathbf{0} \tag{4.15a}$$

$$\mathbf{h}(\mathbf{x}) = \mathbf{0} \tag{4.15b}$$

$$\mathbf{g}(\mathbf{x}) \leq \mathbf{0} \tag{4.15c}$$

$$\boldsymbol{\mu}_* \geq \mathbf{0} \tag{4.15d}$$

$$\boldsymbol{\mu}_*^T \mathbf{g}(\mathbf{x}_*) = 0 \tag{4.15e}$$

Essas condições são conhecidas como *condições de otimalidade de Karush–Kuhn–Tucker (KKT)*<sup>24</sup> que são em alguns casos, *e.g.* funções convexas, além de necessárias, suficientes. A equação (4.15a) é o gradiente da função Lagrangeana associada ao problema (4.14); as equações (4.15b) e (4.15c) são as viabilidades primais; a equação (4.15d) é a viabilidade dual e a equação (4.15e) é chamada de atendimento a folga complementar.

O método utilizado neste trabalho é o dos pontos interiores *primal-dual não linear* fundamentado nas condições de KKT e no método de Newton. Essa abordagem deriva do método clássico da barreira de Frisch estudado por Fiacco e McCormick (SHANNO, 2012); seja o problema convexo (4.16),

<sup>22</sup>Continuamente diferenciáveis são as funções de classe  $C^1$ , *i.e.*, funções cujas derivadas parciais são contínuas.

<sup>23</sup>O ponto  $\mathbf{x}$  é regular se os gradientes das restrições ativas são linearmente independentes. Uma restrição de desigualdade  $g_i(\mathbf{x}) \leq 0$  é dita *ativa* em um ponto viável  $\mathbf{x}$  se  $g_i(\mathbf{x}) = 0$  e *inativa* se  $g_i(\mathbf{x}) < 0$ . Por convenção, uma restrição de igualdade  $h_i(\mathbf{x}) = 0$  será sempre ativa em qualquer ponto viável.

<sup>24</sup>Alguns anos após a publicação da prova do teorema de Kuhn–Tucker, foi descoberto que William Karush, em sua tese de mestrado, já o havia provado antes. Como forma de reconhecimento, seu nome foi acrescido na nomenclatura das condições.

$$\begin{aligned} \min. \quad & f(\mathbf{x}) \\ \text{sujeito à} \quad & g_i(\mathbf{x}) \leq 0, i = 1, \dots, p. \end{aligned} \quad (4.16)$$

e seja a função barreira  $B$ , positiva, contínua, que se aproxima de infinito na fronteira da região  $\{\mathbf{x} | g_i \leq 0\}$ , dada pela equação (4.17):

$$B(\mathbf{x}) = - \sum_{i=1}^p \ln(-g_i(\mathbf{x})), \quad (4.17)$$

na qual  $\ln(\cdot)$  é o logaritmo natural representado na figura 4.7, o problema (4.16) torna-se irrestrito com o uso de (4.17) conforme apresentado em (4.18); uma família de funções  $\tau$ -paramétrica.

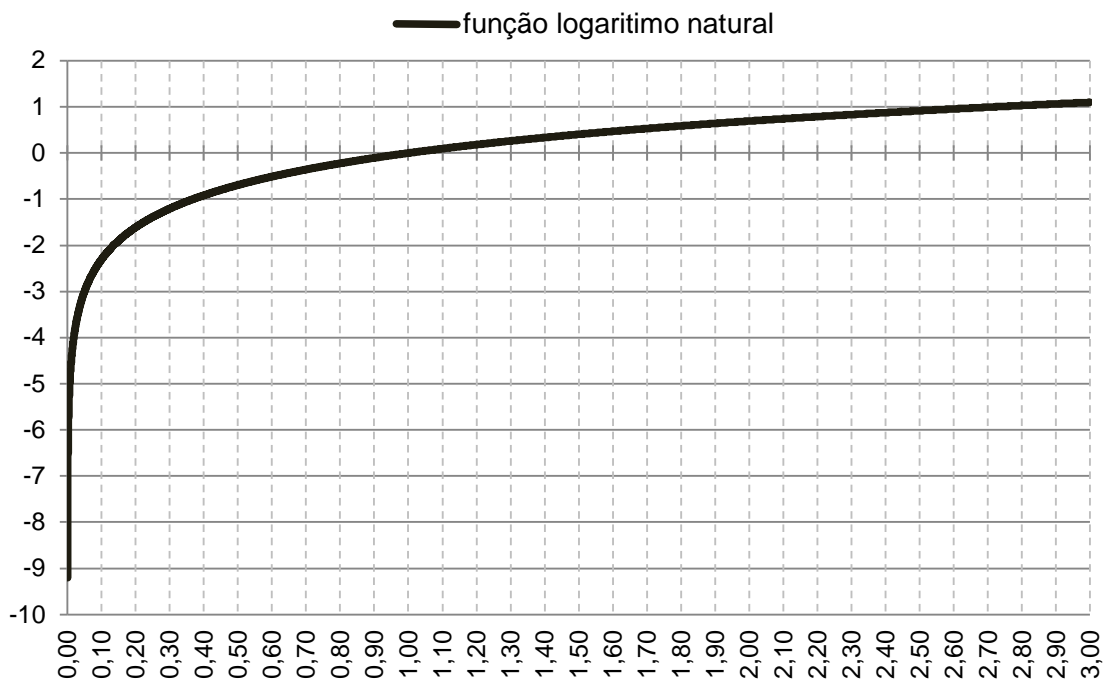


Figura 4.7: Função logaritmo natural no intervalo entre 0,0001 e 3,0000.

$$\min_{\mathbf{x}} (\phi(\mathbf{x}, \tau) = f(\mathbf{x}) + \tau B(\mathbf{x})) \quad (4.18)$$

Sem restrições, conforme algoritmo da figura 4.8, inicia-se o parâmetro de penalidade  $\tau$  com algum valor maior que zero, e resolve-se o *problema auxiliar* pelo método de Newton.

```

1  dados:
2      fator de decremento:  $\gamma \in (0; 1)$ 
3      parâmetro de penalidade:  $\tau \leftarrow$  valor maior que zero
4      ponto inicial:  $\mathbf{x}_0$ 
5  para (  $k = 0, 1, 2, \dots$  )
6      encontre pelo Método de Newton um ponto  $\mathbf{x}_{k+1}$ 
7      que minimiza  $\phi(\cdot, \tau)$  iniciando-se no ponto  $\mathbf{x}_k$ 
8      se critério de convergência, então pare e retorne  $\mathbf{x}_{k+1}$ .
9       $\tau_{k+1} \leftarrow \gamma \tau_k$ 
10 fim para

```

Figura 4.8: Método clássico da barreira.  
 Fonte: Adaptado de Nocedal e Wright (2006, p.566)

Ciclicamente, decrementa-se o parâmetro  $\tau$  por algum fator e resolve-se o novo problema auxiliar até  $\tau \rightarrow 0$ . Cada problema tem uma única solução  $\mathbf{x}(\tau)$  e o conjunto de soluções definem uma curva suave definida por  $\{\mathbf{x}(\tau) \mid \tau > 0\}$  denominada de *trajetória central*. O método converge para a solução  $\mathbf{x}(\tau) \rightarrow \mathbf{x}_*$ , conforme  $\tau \rightarrow 0$ .

#### 4.2.4 Método dos Pontos Interiores Primal-Dual

Para a resolução do problema de programação não linear (4.14) pelo método de pontos interiores, é necessário modificá-lo com a inclusão da *variável de folga*  $\mathbf{s}$ , para retirar as restrições de desigualdades, conforme apresentado em (4.19):

$$\begin{aligned}
 & \min_{\mathbf{x}} f(\mathbf{x}) \\
 & \text{sujeito à } \mathbf{h}(\mathbf{x}) = \mathbf{0} \\
 & \mathbf{g}(\mathbf{x}) + \mathbf{s} = \mathbf{0} \\
 & \mathbf{s} \geq \mathbf{0}
 \end{aligned} \tag{4.19}$$

As condições de não negatividade de  $\mathbf{s}$  são incorporadas à função objetivo por uma barreira logarítmica semelhante à (4.17), tornando o problema exclusivo à restrições de igualdades, conforme (4.20):

$$\begin{aligned}
& \min_{\mathbf{x}, \mathbf{s}} \quad f(\mathbf{x}) - \tau \sum_{i=1}^p \ln(s_i) \\
& \text{sujeito à} \quad \mathbf{h}(\mathbf{x}) = \mathbf{0} \\
& \quad \quad \quad \mathbf{g}(\mathbf{x}) + \mathbf{s} = \mathbf{0}
\end{aligned} \tag{4.20}$$

A abordagem pelo *método da barreira* consiste em encontrar soluções (aproximadas) do problema (4.20) para uma sequência positiva de parâmetros  $\{\tau_k\}$  que convergem a zero, semelhante ao algoritmo da figura 4.8. Na prática, para  $\tau > 0$ , as soluções não coincidem com (4.19) tornando-a de difícil utilidade. Outra abordagem dita *homotópica* utiliza os conceitos do método da barreira associados às condições de otimalidade (4.15). A função Lagrangeana associada a (4.20) é apresentada na equação (4.21):

$$\Lambda(\mathbf{x}, \mathbf{s}, \boldsymbol{\lambda}, \boldsymbol{\mu}, \tau) = f(\mathbf{x}) - \tau \sum_{i=1}^p \ln(s_i) + \boldsymbol{\lambda}^T \mathbf{h}(\mathbf{x}) + \boldsymbol{\mu}^T (\mathbf{g}(\mathbf{x}) + \mathbf{s}), \tag{4.21}$$

na qual as variáveis primais  $\mathbf{x} \in \mathbb{R}^n$  e  $\mathbf{s} \in \mathbb{R}^p$ , as variáveis duais  $\boldsymbol{\lambda} \in \mathbb{R}^m$  e  $\boldsymbol{\mu} \in \mathbb{R}^p$  e o parâmetro de barreira  $\tau \in \mathbb{R}$ . Aplicando as condições de KKT (4.15) às equações (4.20), o conjunto de equações (4.22) é apresentado (NOCEDAL; WRIGHT, 2006, p.566):

$$\nabla f(\mathbf{x}) + \mathbf{J}(\mathbf{h}(\mathbf{x}))^T \boldsymbol{\lambda} + \mathbf{J}(\mathbf{g}(\mathbf{x}))^T \boldsymbol{\mu} = \mathbf{0}, \tag{4.22a}$$

$$\mathbf{h}(\mathbf{x}) = \mathbf{0}, \tag{4.22b}$$

$$\mathbf{g}(\mathbf{x}) + \mathbf{s} = \mathbf{0}, \tag{4.22c}$$

$$\mathbf{S}\boldsymbol{\mu} - \tau \mathbf{e} = \mathbf{0}, \tag{4.22d}$$

$$\boldsymbol{\mu} \geq \mathbf{0}, \tag{4.22e}$$

$$\mathbf{s} \geq \mathbf{0}, \tag{4.22f}$$

com  $\tau = 0$ , na qual  $\nabla(f) \in \mathbb{R}^n$  é o vetor gradiente da função objetivo e  $\mathbf{J}(\mathbf{h}) \in \mathbb{R}^{m \times n}$  e  $\mathbf{J}(\mathbf{g}) \in \mathbb{R}^{p \times n}$  são as matrizes Jacobianas das restrições de igualdade e desigualdade respectivamente. A matriz  $\mathbf{S} \in \mathbb{R}^{p \times p}$  é diagonal com elementos  $s_i$ 's em sua composição e o vetor  $\mathbf{e} \in \mathbb{R}^p$  é unitário. Para uma sequência de valores positivos "pequenos" de  $\tau$ , o sistema de equações (4.22) têm soluções únicas referidas como  $(\mathbf{x}(\tau), \mathbf{s}(\tau), \boldsymbol{\lambda}(\tau), \boldsymbol{\mu}(\tau))$  cuja trajetória descrita por esses pontos é denominada de *trajetória central primal-dual* que converge para solução ótima quando  $\tau \rightarrow 0$ . A resolução de (4.22) utiliza o método de Newton implicando em resolver



um sistema de equações dado pela equação matricial (4.23) (OLIVEIRA, 2008):

$$\begin{bmatrix} \mathbf{A} & \mathbf{0} & \mathbf{J}(\mathbf{h}(\mathbf{x}))^T & \mathbf{J}(\mathbf{g}(\mathbf{x}))^T \\ \mathbf{0} & \mathbf{S}^{-1}\mathbf{M} & \mathbf{0} & \mathbf{I} \\ \mathbf{J}(\mathbf{h}(\mathbf{x})) & \mathbf{0} & \mathbf{0} & \mathbf{0} \\ \mathbf{J}(\mathbf{g}(\mathbf{x})) & \mathbf{I} & \mathbf{0} & \mathbf{0} \end{bmatrix} \begin{bmatrix} \Delta \mathbf{x}_k \\ \Delta \mathbf{s}_k \\ \Delta \boldsymbol{\lambda}_k \\ \Delta \boldsymbol{\mu}_k \end{bmatrix} = - \begin{bmatrix} \mathbf{B} \\ \mathbf{S}\boldsymbol{\mu} - \tau \mathbf{e} \\ \mathbf{h}(\mathbf{x}) \\ \mathbf{g}(\mathbf{x}) + \mathbf{s} \end{bmatrix} \quad (4.23)$$

sendo:

$$\mathbf{A} = \mathbf{H}(f(\mathbf{x})) + \sum_{j=1}^m \lambda_j \mathbf{H}(h_j(\mathbf{x})) + \sum_{j=1}^p \mu_j \mathbf{H}(g_j(\mathbf{x})) \quad (4.24a)$$

$$\mathbf{B} = \nabla f(\mathbf{x}) + \mathbf{J}(\mathbf{h}(\mathbf{x}))^T \boldsymbol{\lambda} + \mathbf{J}(\mathbf{g}(\mathbf{x}))^T \boldsymbol{\mu} \quad (4.24b)$$

na qual  $\Delta \mathbf{x}_k$ ,  $\Delta \mathbf{s}_k$ ,  $\Delta \boldsymbol{\lambda}_k$  e  $\Delta \boldsymbol{\mu}_k$  são as direções de busca do método de Newton para determinada iteração  $k$ ,  $(\mathbf{S})^{-1}$  é a matriz inversa de  $(\mathbf{S})$ ,  $\mathbf{M}$  é a matriz diagonal com elementos  $\mu_i$ 's em sua composição e  $\mathbf{I}$  é a matriz identidade.

Semelhante ao algoritmo da figura 4.5, após o passo de Newton ser determinado, o tamanho do passo primal  $\zeta$  e dual  $\xi$  são calculados e as variáveis (4.25) são atualizadas:

$$\mathbf{x}_{k+1} = \mathbf{x}_k + \zeta_k \Delta \mathbf{x}_k \quad (4.25a)$$

$$\mathbf{s}_{k+1} = \mathbf{s}_k + \zeta_k \Delta \mathbf{s}_k \quad (4.25b)$$

$$\boldsymbol{\lambda}_{k+1} = \boldsymbol{\lambda}_k + \xi_k \Delta \boldsymbol{\lambda}_k \quad (4.25c)$$

$$\boldsymbol{\mu}_{k+1} = \boldsymbol{\mu}_k + \xi_k \Delta \boldsymbol{\mu}_k \quad (4.25d)$$

Os parâmetros  $\zeta$  e  $\xi$  são calculados por busca unidimensional *backtracking* de forma semelhante ao apresentado na figura 4.6; a redução do parâmetro da barreira segue a estratégia estática de Fiacco-McCormick (NOCEDAL; WÄCHTER; WALTZ, 2009).

Essa abordagem dos pontos interiores primal-dual não linear foi implementada em um pacote computacional denominado *IPOPT* desenvolvido por Wächter e Laird (2005) e utilizado neste trabalho para realizar a otimização do modelo matemático. O IPOPT é um *software* livre, implementado em diversas linguagens de computador, e.g. C++ e Fortran, que inclui (WÄCHTER; BIEGLER, 2006):

- um método de busca unidimensional com filtro - para permitir convergência global a partir de pontos iniciais infactíveis;
- uma fase de restauração da factibilidade para o método de busca implementado;
- correções de segunda ordem e de inércia da matriz de KKT - para melhorar a direção de busca calculada quando o ponto experimentado é infactível, e;
- heurísticas que permitem acelerar a execução do algoritmo.

O IPOPT é um dos *solvers*<sup>25</sup> que representam o estado da arte de *softwares* de otimização que resolvem eficientemente problemas de programação matemática de grande porte<sup>26</sup>. O IPOPT usa a forma:

$$\begin{aligned} \min. \mathbf{x} \in \mathbb{R}^n \quad & f(\mathbf{x}) \\ \text{sujeito à} \quad & \mathbf{g}_L \leq \mathbf{g}(\mathbf{x}) \leq \mathbf{g}_U \\ & \mathbf{x}_L \leq \mathbf{x} \leq \mathbf{x}_U \end{aligned} \tag{4.26}$$

na qual  $\mathbf{x} \in \mathbb{R}^n$  é o vetor de otimização com limites inferior  $\mathbf{x}_L \in (\mathbb{R} \cup \{-\infty\})^n$  e superior  $\mathbf{x}_U \in (\mathbb{R} \cup \{+\infty\})^n$ ,  $f : \mathbb{R}^n \mapsto \mathbb{R}$  é a função objetivo e  $g : \mathbb{R}^n \mapsto \mathbb{R}^p$  são as restrições. As restrições  $\mathbf{g}(\mathbf{x})$  possuem limites inferior  $\mathbf{g}_L \in (\mathbb{R} \cup \{-\infty\})^p$  e superior  $\mathbf{g}_U \in (\mathbb{R} \cup \{+\infty\})^p$ . As funções  $f(\mathbf{x})$  e  $\mathbf{g}(\mathbf{x})$  podem ser lineares ou não lineares (sendo convexas ou não) mas precisam ser suficientemente suaves - no mínimo uma e idealmente duas vezes continuamente diferenciáveis (WÄCHTER, 2009).

---

<sup>25</sup>O IPOPT e outros, tais como KNITRO, LOQO, MINOS e SNOPT, estão disponíveis livremente no servidor NEOS (NEOS, 2012) localizado no Laboratório Nacional de Argonne (OLIVEIRA, 2008, p.26).

<sup>26</sup>Problemas de otimização de grande porte geralmente possuem milhões de variáveis.

## 5 Operação de Sistemas de Produção de Energia Elétrica

Neste capítulo realiza-se uma breve revisão dos assuntos relacionados com as atividades<sup>1</sup> de operação de *Sistemas Elétricos de Potência*<sup>2</sup> que servem de subsídio nas considerações para o desenvolvimento da modelagem matemática da usina hidrelétrica.

### 5.1 Modelo de Programação da Operação

O problema do despacho ótimo de geração elétrica de uma usina está relacionado com a forma mais econômica de utilizar recursos para atender a demanda de modo a auferir maior receita com menor custo e de maneira segura. Para uma usina hidráulica, identifica como gerar mais energia com menos água ao longo do tempo respeitando certas restrições.

Na operação do sistema hidrotérmico brasileiro esse problema de otimização é simplificado em duas atividades: planejamento e programação. Devido ao porte e complexidade, é fragmentado em diversas etapas; para cada uma dessas são utilizados modelos computacionais com diferentes níveis de detalhamento de representação do sistema real que calculam em períodos de estudos distintos (CEPEL, 2006).

A maior parte da geração de energia elétrica provém de usinas classificadas em um tipo de modalidade cujo despacho é realizado centralizadamente pelo Operador Nacional do Sistema (ONS, 2011); para algumas pequenas hidrelétricas, a operação é realizada pelo proprietário, como a usina a ser estudada neste trabalho. Nesse caso, é facultada ao agente a escolha da melhor forma de operar e, para tanto, não é necessária a utilização de modelos oficiais<sup>3</sup>, ficando a critério do agente utilizar as ferramentas matemáticas que julgar mais adequadas para

---

<sup>1</sup>As atividades descritas são de planejamento e programação da operação de sistemas elétricos de potência (AZEVEDO FILHO, 2000).

<sup>2</sup>Um Sistema Elétrico de Potência (SEP) é normalmente composto por geradores, transformadores, linhas de transmissão, cargas elétricas, disjuntores, chaves seccionadoras, reatores, capacitores e pára-raios (MONTICELLI; GARCIA, 2000).

<sup>3</sup>Alguns modelos computacionais oficiais utilizados no planejamento e programação da operação são os aplicativos NEWAVE, DECOMP e DESSEM.

as atividades descritas.

Um modelo de programação da operação do despacho hidrotérmico é uma referência para a operação em tempo real; nesse horizonte de estudo tem-se um menor grau de incerteza a cerca das afluições e dos mercados a serem atendidos. Em termos energéticos, deve respeitar o modelo de planejamento, que trabalha com horizontes de mais longo prazo, respeitando as metas de geração estabelecidas. Em termos elétricos, um modelo completo deve representar as características mais detalhadas do sistema de transmissão em termos de qualidade e segurança operativa<sup>4</sup>. Ainda, nesse nível de discretização, mais detalhamentos são necessários tais como o cálculo do rendimento das máquinas considerando a curva colina<sup>5</sup> ao invés de um nível médio, a consideração do tempo de viagem das vazões e das faixas de operação de todos os reservatórios, sobretudo para as usinas a fio d'água (OHISHI, 2011).

Em Salmazo (1997) foi apresentado um trabalho pioneiro de modelo de pré-despacho considerando as características de um sistema de produção hidroelétrico. Expressa na equação (5.1), a ideia é minimizar uma composição de funções de perdas devido ao sistema de produção hidráulica e perdas devido à transmissão de energia no Sistema Interligado Nacional (SIN) atendendo os requisitos de carga, as restrições operativas das máquinas, os limites de fluxo do sistema de transmissão e as metas de geração e intercâmbios dos modelos oficiais de mais longo prazo.

$$\min \sum_{t=1}^{nt} \left[ w_1 \sum_{i=1}^{nu} \left[ \sum_{j=1}^{nm} [ph_{i,j,t} + pr_{i,j,t}] + pj_{i,t} \right] + w_2 \sum_{k=1}^{nl} pt_{k,t} \right] \quad (5.1)$$

---

<sup>4</sup>Exemplos de qualidade e segurança operativa: estabilidade de tensão, análise de contingências, limites operativos, etc.

<sup>5</sup>Curva colina é uma representação gráfica do rendimento da turbina em função da altura de queda líquida e da vazão turbinada na unidade geradora.

Na qual:

- $nt$  : número de intervalos de tempo;
- $w_1$  : ponderação da perda de geração (R\$/MWh);
- $nu$  : número de usinas;
- $nm$  : número de máquinas;
- $ph$  : perda de carga hidráulica nos condutos forçados (MWh);
- $pr$  : perda pela variação do rendimento da turbina-gerador (MWh);
- $pj$  : perda devido a elevação do nível de jusante da usina (MWh);
- $w_2$  : ponderação da perda de transmissão (R\$/MWh);
- $nl$  : número de linhas de transmissão;
- $pt$  : perda devido ao efeito Joule (MWh).

O resultado define a geração de unidades geradoras em base horária, melhorando a eficiência operativa ao consumir menos água e o desgaste dos equipamentos ao trabalhar em faixas de melhor rendimento.

A formulação matemática concisa foi apresentada posteriormente em Soares Filho e Salmazo (1997); o objetivo é minimizar a composição ponderada da função perda dada pela equação (5.2):

$$J = \sum_{t=1}^{nt} [w_1 J_1(t) + w_2 J_2(t)] \quad (5.2)$$

Na qual  $J_1$  é a perda de energia devido ao sistema de produção e  $J_2$  é a perda no sistema de transmissão. Os pesos  $w_1$  e  $w_2$  representam as tarifas associadas. Nesse mesmo artigo, os autores realizaram alguns estudos de caso e concluíram que os ganhos são significativos apenas devido à redução da perda no sistema de geração<sup>6</sup>.

Em Arce Encina (1999), foi desenvolvido um trabalho aplicado à usina de Itaipu operando de forma isolada considerando os custos associados à partida e parada utilizando programação dinâmica e desprezando o sistema de transmissão. A conclusão verificada é uma solução intermediária porém indicando que a eficiência do sistema de produção é mais significativa que a minimização dos custos de partida e parada (ARCE ENCINA; OHISHI; SOARES FILHO, 2002). Posteriormente esse mesmo autor propõe em sua tese de doutorado (ARCE ENCINA, 2006) um modelo de despacho ótimo de unidades geradoras baseado em relaxação lagrangeana

---

<sup>6</sup>Após a apresentação desse artigo, o Sr. O. Nilsson do Instituto Real de Tecnologia, Suécia, apontou para o problema do custo de despacho devido à partida e parada de unidades geradoras, um importante aspecto que não foi considerado, pois “iniciar e parar [uma máquina] além de outras coisas, leva a um custo elevado de manutenção” (SOARES FILHO; SALMAZO, 1997, p.1228).

e programação dinâmica avaliando as perdas no sistema de geração e os custos associados à partida e parada das unidades geradoras, representado pela equação (5.3).

$$\min \sum_{t=1}^{nt} \sum_{i=1}^{nu} [w_1 J_1(i, t) + w_3(i) N_3(i, t)] \quad (5.3)$$

Na qual:

- $nt$  : número de intervalos de tempo;
- $nu$  : número de usinas;
- $w_1$  : custo da perda de geração (R\$/MWh);
- $J_1$  : perdas associadas ao sistema de produção (MWh);
- $w_3$  : custo de partida/parada das unidades geradoras (R\$/MWh);
- $N_3$  : variação do número unidades geradoras despachadas.

A função  $N_3$  é representada como  $|n_{(i,t)} - n_{(i,t-1)}|$  na qual  $n$  é o número de unidades geradoras despachadas na usina  $i$  durante o intervalo de tempo  $t$ .

Também são consideradas restrições de atendimento da carga, metas de geração por usina, limites operativos das máquinas e a restrição do número de unidades geradoras pertencer ao conjunto de números naturais, levando o problema de programação matemática ser não linear misto de grande porte cuja solução não é trivial.

Todos os modelos apresentados de pré-despacho subdividem o problema em dois: de despacho de unidades geradoras e de despacho de geração. O primeiro é formulado em termos de variáveis inteiras (representando a quantidade de máquinas em operação de cada usina) ou binárias (máquinas ligadas ou desligadas). O segundo determina o ponto de operação em que cada máquina deverá operar prezando pelo maior rendimento. Nesse contexto, alguns autores resolveram esse problema através de outras ferramentas matemáticas, tais como em Santos (2001), o subproblema do despacho de máquinas foi resolvido através de algoritmos genéticos e em Rodrigues, Finardi e Silva (2006), através de lagrangeano aumentado.

O valor para o custo da partida/parada das unidades geradoras foi considerado em US\$ 3,00 por MW de potência nominal de cada unidade geradora, conforme trabalho apresentado em Nilsson e Sjelvgren (1996) obtido para o sistema de produção da Suécia; no Brasil existem estudos detalhados dos custos resultantes de partir e parar uma máquina, porém, sem um preço médio divulgado.

Em Vieira (2006) foi apresentado um modelo de auxílio a tomada de decisão indicando um tempo que seria viável economicamente parar uma unidade de geração ou mantê-la em

funcionamento como compensador síncrono. Para isso, uma das funções custo obtidas, em R\$ por partida/parada, é dada pela equação (5.4):

$$f_{pp} = c_1(t_1, p_1) + c_2(en, p_2) + c_3(t_2) + c_4 \quad (5.4)$$

Na qual:

- $c_1$  : custo para manter a máquina aquecida (R\$);
- $t_1$  : tempo que a unidade permanece desligada (h);
- $p_1$  : preço da energia elétrica no mercado (R\$/MWh);
- $c_2$  : custo pago a outros geradores (R\$);
- $en$  : energia equivalente em água consumida na partida (MWh);
- $p_2$  : tarifa de energia de otimização - TEO (R\$/MWh);
- $c_3$  : custo marginal de uma partida/parada (R\$);
- $t_2$  : tempo de vida útil remanescente do equipamento (h);
- $c_4$  : custo adicional de manutenção (R\$).

A função custo  $f_{pp}$  é dependente das particularidades de cada unidade geradora. Nesse caso, o autor estudou a usina Foz do Areia, cuja produção participa do Mecanismo de Realocação de Energia, concluindo que o parâmetro mais significativo<sup>7</sup> é o custo marginal de uma partida/parada, relacionado com a perda da vida útil do gerador devido as variações de temperatura<sup>8</sup>, causando uma antecipação de investimento para a troca desse equipamento. Representado pela função  $c_3$ , esse custo calculado para a usina citada com dados de Hara *et al.* (1994) estava em R\$ 74,14, *i.e.*, partir e parar uma máquina daquela usina custava aproximadamente U\$ 0,15 por MW de potência nominal<sup>9</sup>.

Semelhante aos trabalhos anteriormente citados, a formulação geral do problema apresentado em Vieira (2006) é dada pela equação (5.5):

$$\min \sum_{t=1}^{nt} \sum_{i=1}^{nu} [w_1(i)J_1(i, t) + w_3(i)N_3(i, t) - r(i, t)] \quad (5.5)$$

<sup>7</sup>No estudo,  $c_3$  possui 67,41% de representatividade e  $c_4$  possui 23,64%.

<sup>8</sup>Em Santos (2011) é apresentado em detalhes um diagnóstico de falhas devido ao ciclo de carga.

<sup>9</sup>Considerando a cotação de fechamento do dólar americano em 03/12/2007.

Na qual:

- $nt$  : número de intervalos de tempo;
- $nu$  : número de usinas;
- $w_1$  : custo da perda de geração (R\$/MWh);
- $J_1$  : perdas associadas ao sistema de produção (MWh);
- $w_3$  : custo de partida/parada das unidades geradoras (R\$/MWh);
- $N_3$  : variação do número unidades geradoras despachadas;
- $r$  : receita ou despesa devido a prestação do serviço ancilar (R\$).

## 5.2 Estudos Correlatos

Esta seção trata de outros estudos cujos assuntos são correlatos a este trabalho. Assuntos envolvendo problemas de operação de sistemas elétricos de potência, resolução por métodos de pontos interiores e a comercialização de energia elétrica vinculada. Trabalhos que foram consultados, serão aqui descritos em ordem cronológica, e não serão citados em outros capítulos.

Em 1987, Pereira *et al.* (1987) descrevia as ferramentas computacionais utilizadas no planejamento e operação de sistemas hidrotérmicos e desenvolvidas pelo Cepel (Centro de Pesquisas de Energia Elétrica vinculado ao grupo empresarial Eletrobras), de maneira muito similar às atuais do Setor Elétrico Brasileiro (SEB).

Em Cicogna (2003) é apresentado um sistema computacional abrangendo tanto o planejamento quanto a programação da operação de sistemas hidrotérmicos, equipado com ferramentas de suporte à decisão que propõem uma maneira alternativa de implementação da cadeia de planejamento em vigor no setor elétrico.

Azevedo (2004) propõe, com base na teoria dos jogos com informações incompletas e imperfeitas, um modelo de auxílio aos agentes que participam de leilões de contratos bilaterais de energia elétrica no mercado brasileiro.

Em Rodrigues (2007), o problema do despacho econômico e ambiental é resolvido com um método híbrido envolvendo algoritmos genéticos e meta-heurísticas baseadas no processo de evolução cultural da humanidade.

No trabalho de Bessa *et al.* (2007) é apresentado um sistema integrado de planejamento e comercialização de energia simulando a operação de uma usina térmica a gás com modelagem da carteira de ativos de uma empresa de geração. O estudo conclui que o Mecanismo de Realocação de Energia (MRE) reduz a pró-atividade no gerenciamento da carteira de ativos, todavia,



reduz os riscos associados à produção de energia elétrica.

Sokei (2008) quantifica o risco de sazonalização de energia assegurada (certificados de garantia física) e o minimiza através de algoritmos genéticos.

No trabalho de Gunn (2008) é apresentado em detalhes (da página 22 em diante) os encargos e tributos pagos pelas empresas de geração, transmissão e distribuição. Nesse contexto, o estudo de Silva (2007) afirma que o encargo de Compensação Financeira pela Utilização de Recursos Hídricos (CFURH) é um instrumento de desenvolvimento social, econômico e ambiental dos municípios, contribuindo para a melhoria do Índice de Desenvolvimento Humano (IDH) e de índices econômicos, todavia, a dimensão ambiental verificada não é expressiva.

No trabalho de Ribeiro (2009), é realizado uma análise da atratividade da contratação de energia proveniente de fontes incentivadas (PCHs, biomassa, eólica e solar) no mercado livre destinado a consumidores especiais. Abrange também um estudo de viabilidade econômica do consumidor comparando os ambientes de contratação regulada (ACR) e livre (ACL).

Em Martins (2009) é apresentado um modelo de otimização determinística a usinas individualizadas para o planejamento energético, utilizando o método de pontos interiores primal-dual não linear constituído por uma extensão do método de Azevedo, Oliveira e Soares (2009) para restrições não lineares, com uma simplificação da busca unidimensional com filtro de Wächter e Biegler (2006), a fim de solucionar o problema resultante.

No trabalho de Monte (2009) é proposta uma metodologia alternativa para abordagem do planejamento da operação de médio prazo de sistemas hidrotérmicos utilizando Sistema de Inferência Neural-Nebulosa Adaptativo com desempenho similar às abordagens tradicionais.

Em Borges (2010), é tratado o problema do planejamento da operação do sistema elétrico minimizando custos de produção de termelétricas considerando restrições operacionais e resolução pelo método de pontos interiores versão primal-dual.

Ramos (2011) propõe um modelo individualizado de usinas hidrelétricas baseado em programação não linear para o planejamento mensal da operação usando funções de custo futuro do aplicativo NEWAVE e utilizando o aplicativo LINGO (desenvolvido pela empresa norte americana LINDO Systems) como otimizador.

O estudo de Silva (2011) propõe um método de gerenciamento de risco na contratação de eletricidade de um consumidor eletrointensivo através de métricas VaR e CVaR<sup>10</sup> considerando a legislação de comercialização de energia. Comenta (na página 46) que VaR e CVaR se complementam; VaR define o capital econômico mínimo necessário suportando o pior cenário

---

<sup>10</sup>Função CVaR, do inglês *Conditioned Value at Risk*.

com certo nível de confiança e CVaR é a média das piores perdas esperadas em determinado intervalo de tempo e nível de confiança.

### 5.3 Considerações Gerais

Todos os trabalhos citados minimizam ou maximizam uma função objetivo sujeito à algumas das seguintes restrições referente a modelagem matemática:

- metas energéticas;
- atendimento ao mercado;
- rampa de geração;
- reserva girante;
- volume armazenado no reservatório;
- limites operativos de geração;
- limites de turbinagem;
- restrições ambientais: (defluência mínima, usos múltiplos);
- número mínimo e máximo de unidades geradoras disponíveis e;
- integralidade no número de máquinas em operação.

Com base nos trabalhos citados, a formulação expressa na função objetivo do otimizador de operação do reservatório da hidrelétrica apresentada no capítulo 6 desta dissertação, despreza as perdas do sistema de transmissão e os custos decorrentes das partidas e paradas das unidades geradoras, mas inclui a ponderação econômica conforme Regras de Mercado vigentes considerando receita automática no Mercado de Curto Prazo sem<sup>11</sup> comprometimento com contratos bilaterais de venda de energia.

A contribuição está em acrescentar ao modelo matemático os resultados econômicos decorrentes da operação da usina nas operações do âmbito da Câmara de Comercialização de Energia propiciando uma análise de risco e retorno econômico devido ao empreendimento participar ou não do mecanismo de mitigação de risco hidrológico, o Mecanismo de Realocação de Energia.

---

<sup>11</sup>O comprometimento com contratos bilaterais de venda de energia é apresentado no capítulo 7, que trata da usina eólica em conjunto com a hidrelétrica.

## 6 Otimização da PCH

Nessa etapa será detalhada a modelagem matemática desenvolvida para a operação do reservatório e serão apresentados os resultados obtidos do estudo da maximização de receita de uma Pequena Central Hidrelétrica participando ou não do Mecanismo de Realocação de Energia. Os resultados também serão comparados com a abordagem convencional de maximização de geração de energia elétrica e seus impactos econômicos na contabilização e liquidação da Câmara de Comercialização de Energia.

### 6.1 A Usina Hidráulica

A PCH Chaminé, conforme figura 6.2, é uma usina pertencente a Companhia Paranaense de Energia (COPEL), localizada no município de São José dos Pinhais - PR, cuja data de início de operação é de janeiro de 1930. Possui um reservatório denominado Salto do Meio, conforme figura 6.3, considerado a fio d'água, ou seja, não permite a regularização de vazões. Essa se dá a montante pelo reservatório Vossoroca, conforme figura 6.4, com início de operação em 1949. Ambos os reservatórios se encontram no rio São João, não possuindo nenhum outro reservatório a montante ou a jusante desses (ANEEL, 2011). Um esquema com todos esses elementos pode ser consultado na figura 6.1.

Esta usina possui quatro turbinas tipo Pelton cujas unidades geradoras totalizam 18 MW de potência instalada com engolimento máximo de  $7,5 \text{ m}^3/\text{s}$ . O reservatório Vossoroca possui um volume útil aproximado de  $35 \text{ hm}^3$  e Salto do Meio de  $0,3 \text{ hm}^3$ . Mais informações dos aproveitamentos hidráulicos podem ser consultados na tabela 6.1. Em termos de MLT do período em estudo, a vazão afluente à Vossoroca é de  $3,4 \text{ m}^3/\text{s}$  e a vazão incremental de Salto do Meio é de  $5,5 \text{ m}^3/\text{s}$ . Dados hidrológicos de todo o país podem ser consultados em ANA (2010).

A vazão afluente à Vossoroca somada com a vazão incremental de Salto do Meio, representada na figura 6.5, supera o engolimento máximo da usina em termos de média de longo termo (MLT) indicando que a usina demonstra a capacidade de gerar mais energia caso fosse



Figura 6.1: Esquema com os elementos da PCH Chaminé  
Fonte: Adaptado de Wikimapia (2012)

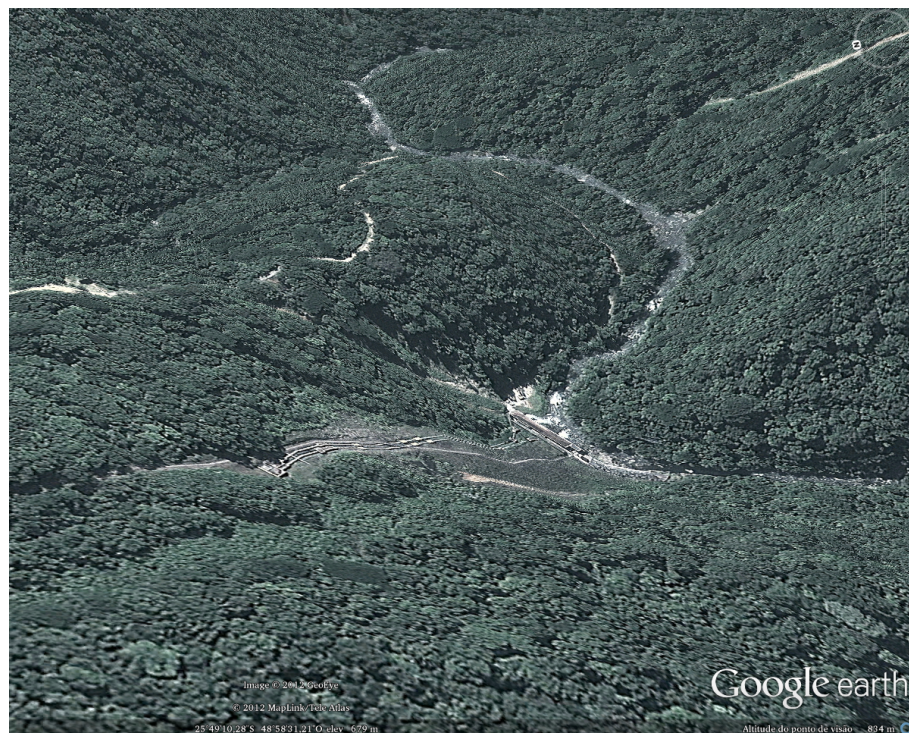


Figura 6.2: Pequena central hidrelétrica Chaminé  
Fonte: Google Earth (2012)





**Figura 6.3: Barragem do reservatório Salto do Meio**  
Fonte: Google Earth (2012)



**Figura 6.4: Barragem do reservatório Vossoroca**  
Fonte: Google Earth (2012)

Tabela 6.1: Dados gerais dos aproveitamentos hidráulicos

<b>Usina Hidrelétrica Chaminé</b>	
Início de Operação:	1930
Localização:	São José dos Pinhais, PR
Potência Total:	18,00 MW
Garantia Física:	11,60 MW médio
Turbinas:	Quatro tipo Pelton
Vazão Máxima de Engolimento:	7,50 m <sup>3</sup> /s (4 unidades)
Vazão Mínima de Engolimento:	0,20 m <sup>3</sup> /s (1 unidade)
Produtividade Média:	2,40 MW/m <sup>3</sup> /s
Reservatório:	Salto do Meio
Área Inundada:	0,12 km <sup>2</sup> (nível 722,00 m)
Volume Morto:	142,37 dam <sup>3</sup>
Volume Total:	413,82 dam <sup>3</sup>
Queda Bruta Mínima:	309,00 m
Queda Bruta Máxima:	312,00 m
Nível Mínimo Operativo:	719,00 m
Nível Máximo Normal:	722,00 m
<b>Reservatório Vossoroca</b>	
Início de Operação:	1949
Localização:	Tijucas do Sul, PR
Área Inundada:	5,10 km <sup>2</sup> (nível 814,90 m)
Volume Morto:	0,33 hm <sup>3</sup>
Volume Total:	35,99 hm <sup>3</sup>
Nível Mínimo Operativo:	800,00 m
Nível Máximo Normal:	814,90 m

augmentada sua potência instalada. Considerando uma distribuição normal<sup>1</sup>, a séria de média mais dois desvios padrões do logaritmo natural das vazões naturais, que representa cerca de 95% do conjunto, atingiu um patamar que supera o logaritmo natural do engolimento máximo da usina em todos os meses do ano. Para verificar essa hipótese, foi desenvolvida uma modelagem matemática de operação desse conjunto usina/reservatórios, de modo a avaliar esse incremento de potência no complexo.

As informações foram agrupadas em médias semanais começando pela semana de 04/05/2002 à 10/05/2002 até a semana de 28/04/2012 à 04/05/2012 totalizando 522 valores. A soma de ambas as vazões, desprezando o tempo de viagem que é cerca de 4 horas, está representada na figura 6.6 e sua respectiva curva de permanência na figura 6.7. A propagação do tempo de viagem é desconsiderada, pois, torna-se de pouca importância em uma discretização cujos valores médios compreendem 168 horas.

A curva de permanência das vazões naturais, figura 6.7, mostra que em 20% do tempo estudado de 10 anos ocorreram vazões médias semanais que superaram o valor de 10 m<sup>3</sup>/s. De

<sup>1</sup>Para as vazões admite-se, neste trabalho, uma distribuição log-normal de dois parâmetros e, portanto, o logaritmo natural da série é normalmente distribuído. Em uma distribuição normal, a média mais um desvio padrão representa cerca de 68,3% do conjunto, enquanto a média mais dois desvios padrões representam cerca de 95,4%, e três desvios padrões cobrem cerca de 99,7% das informações consideradas (NAGHETTINI; PINTO, 2007, p.141).



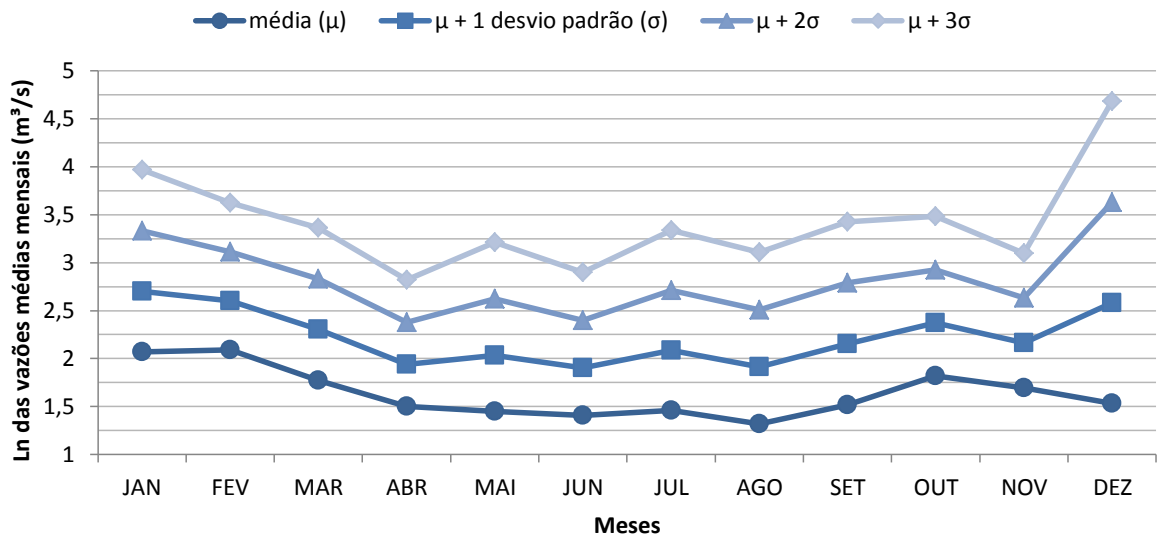


Figura 6.5: Logaritmo natural das vazões naturais médias mensais de 1982 a 2012 ( $\text{m}^3/\text{s}$ )

forma análoga, em 10% desse tempo, vazões médias superaram o valor médio de  $15 \text{ m}^3/\text{s}$  e, em 5%, superaram  $25 \text{ m}^3/\text{s}$ . Outra informação importante é a série de preços da energia elétrica no mercado de curto de prazo apresentado na figura 6.8 e sua respectiva curva de permanência na figura 6.9.

A curva de permanência dos PLDs, figura 6.9, mostra que um preço médio semanal acima de R\$ 200 / MWh ocorreu em 3% do tempo estudado de 10 anos, valores acima de R\$ 100 / MWh ocorreram em 15% do tempo, acima de R\$ 50 / MWh em 34% do tempo e durante a metade do tempo os valores ficaram abaixo de R\$ 27 / MWh. A possibilidade de gerar mais energia em períodos de preços mais elevados motiva a formulação do problema.

## 6.2 Sistema de Produção Hidroelétrico

Para o desenvolvimento do modelo matemático, é necessário apresentar o princípio de produção hidroelétrico. O sistema é composto basicamente por uma barragem formadora de reservatório d'água, uma casa de força contendo um grupo turbina-gerador e linhas de transmissão para o transporte de energia. Um esquema genérico de usina hidrelétrica é apresentado na figura 6.10.

A água entra pela tomada d'água por gravidade, atravessa o duto e faz rotacionar uma turbina acoplada a um gerador elétrico que, com um determinado rendimento, produz eletricidade. Ou seja, a energia potencial da água armazenada é transformada em energia cinética que, por sua vez, é convertida em energia elétrica, tendo perdas associadas nesse processo.

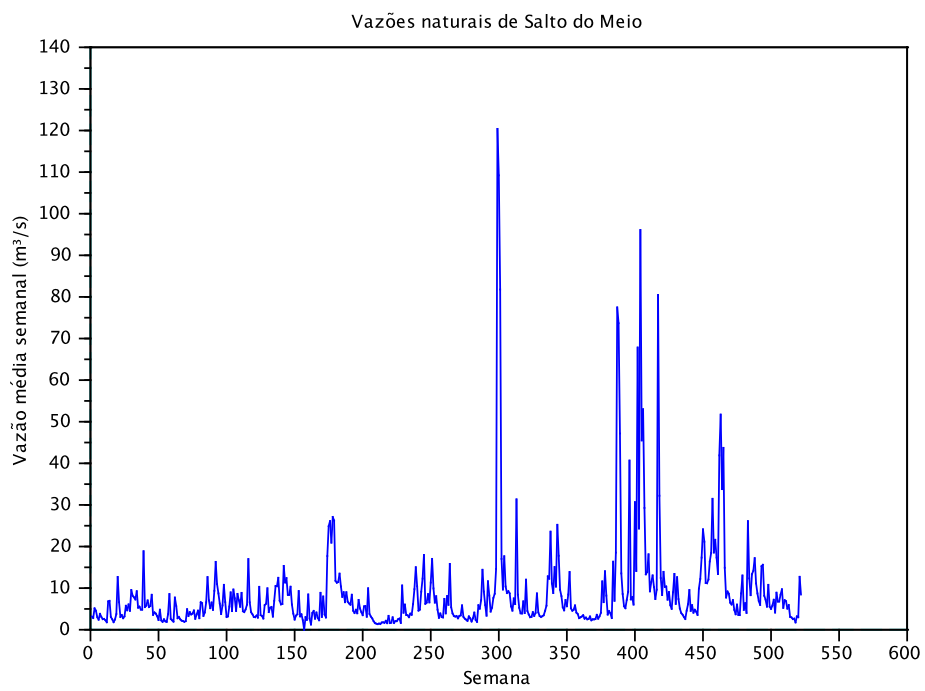


Figura 6.6: Vazões naturais da usina ( $\text{m}^3/\text{s}$ )

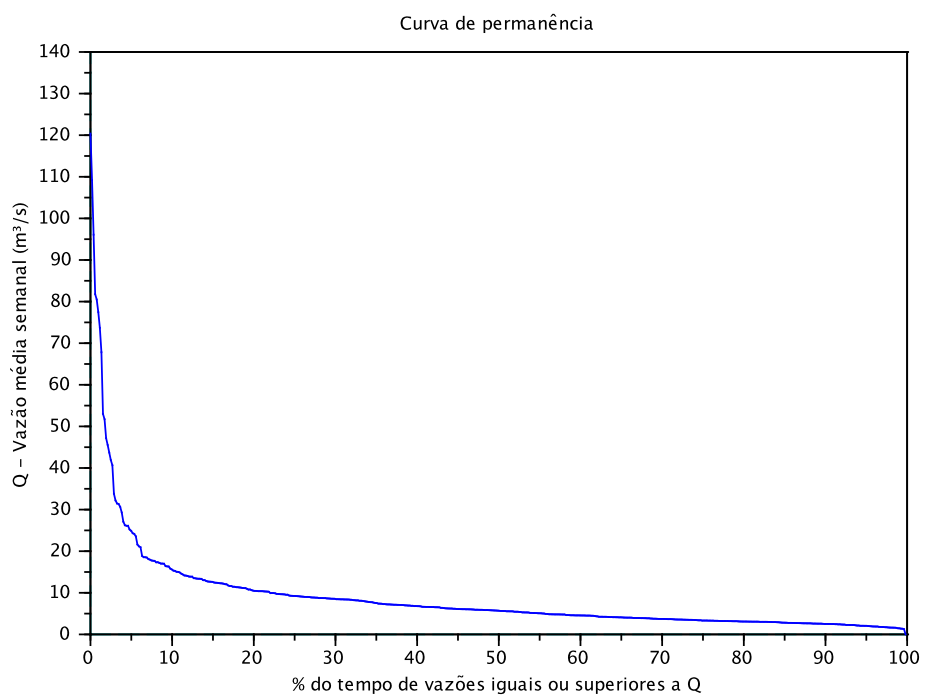


Figura 6.7: Curva de permanência das vazões naturais



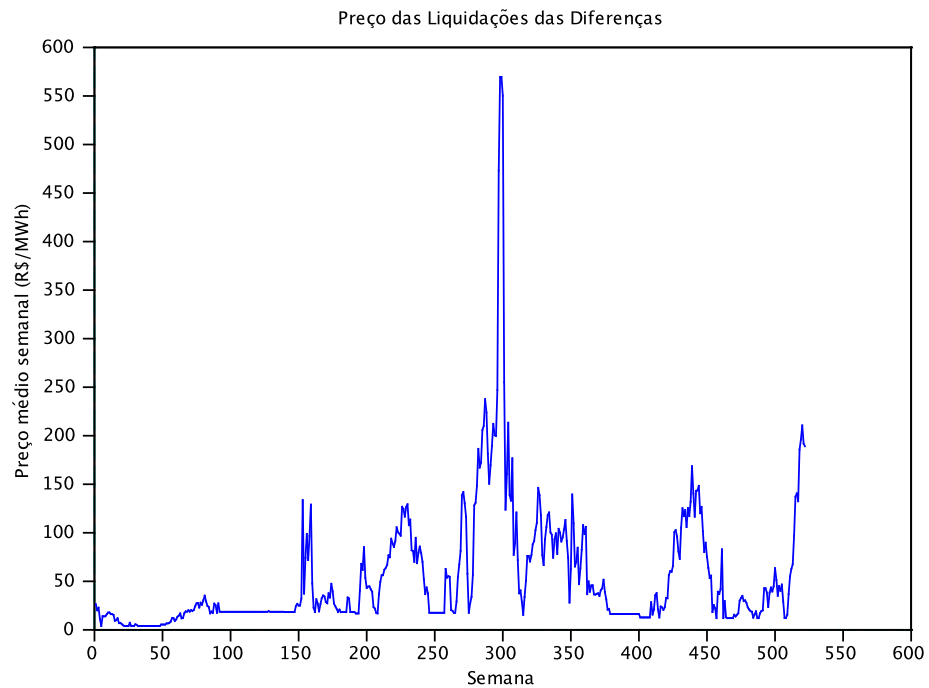


Figura 6.8: Preço da energia no mercado de curto prazo (R\$/MWh)  
 Fonte: Dados obtidos de CCEE (2012a)

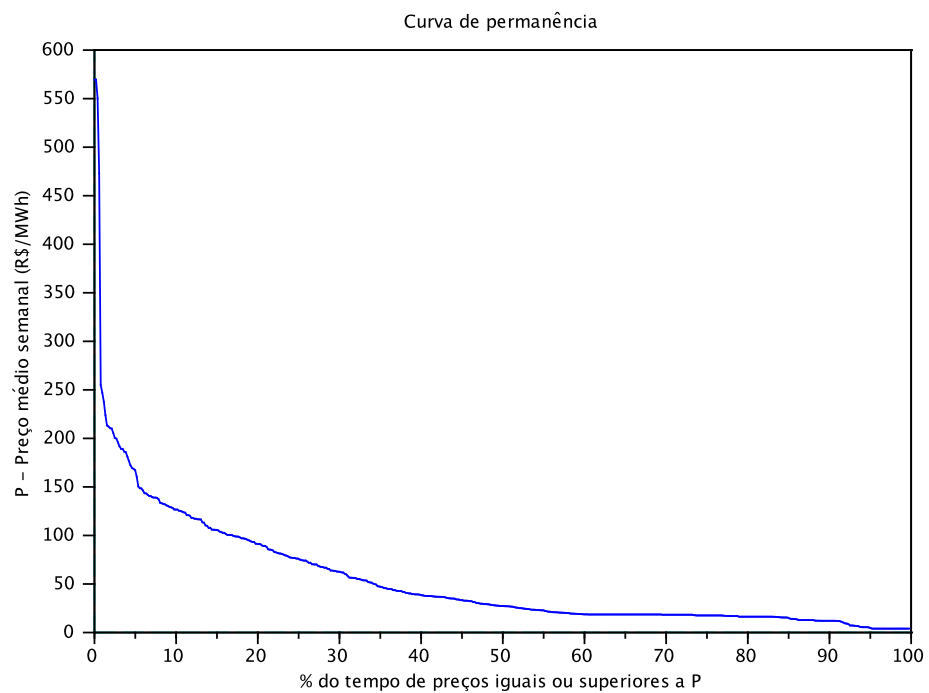


Figura 6.9: Curva de permanência do preço da energia  
 Fonte: Dados obtidos de CCEE (2012a)

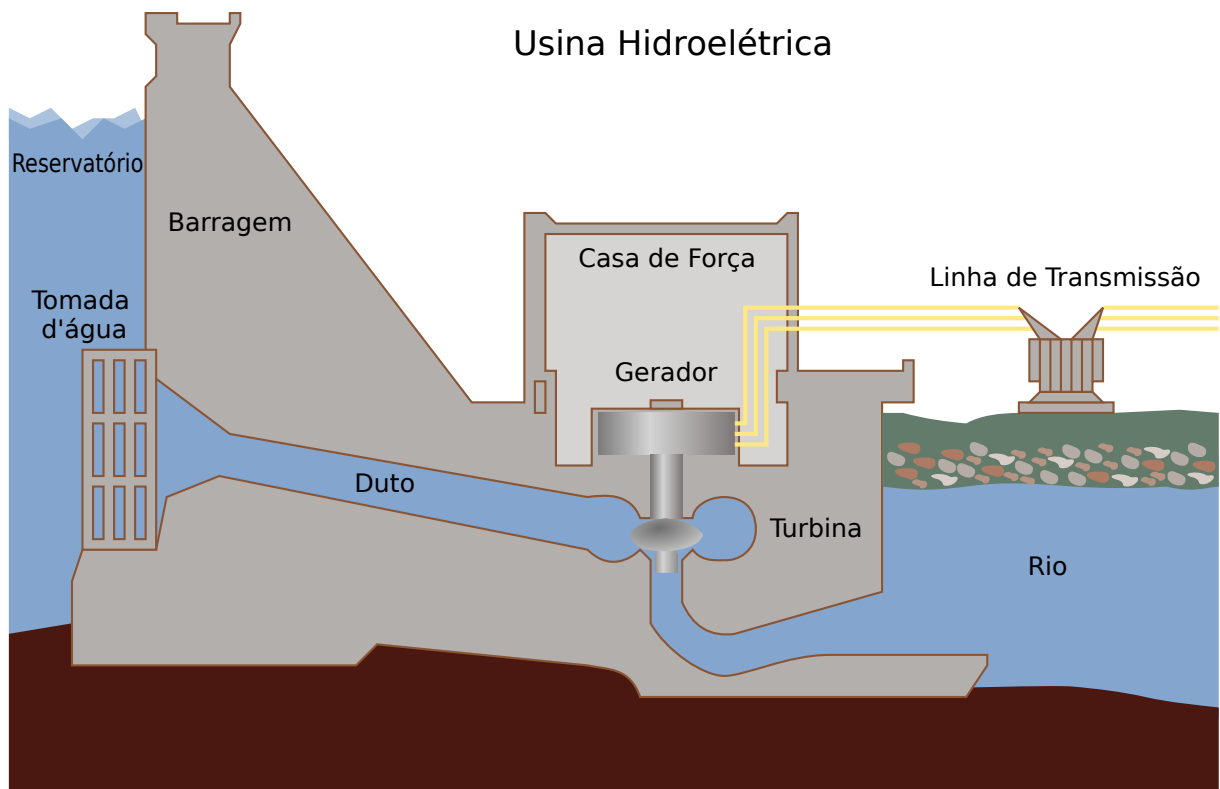


Figura 6.10: Esquema de usina hidrelétrica  
Fonte: Adaptado de Wikipedia (2012)

A saída do gerador é conectada a um transformador elevador de tensão, para diminuir perdas devido ao efeito Joule, e a eletricidade circula por linhas de transmissão conectadas até aos centros consumidores (SHIMOMURA; ÁVILA, 2005).

A quantidade de energia elétrica produzida em uma usina, durante certo intervalo de tempo  $\Delta t$ , é o produto da potência  $p$ , equação (6.1), com esse tempo. A potência é função, dentre outros<sup>2</sup>, da vazão turbinada e da altura de queda d'água, que são funções do volume armazenado e da vazão defluente.

$$p = q \gamma \eta h \quad (6.1)$$

<sup>2</sup>Dentre outros está incluso o *peso específico* da água, que por definição é a relação entre o peso e o volume de uma substância. O peso específico também é calculado como o produto da *massa específica* da substância com a *aceleração da gravidade*. A *densidade* é um conceito análogo à massa específica mas aplicado a corpos.

Na qual:

- $p$  : potência da usina (W);
- $q$  : vazão turbinada ( $\text{m}^3/\text{s}$ );
- $\gamma$  : peso específico da água ( $\text{kg}/\text{m}^2/\text{s}^2$ );
- $\eta$  : rendimento do sistema (%);
- $h$  : altura de queda d'água líquida da usina (m).

Quanto maior é a vazão  $q$  turbinada pela usina, mais energia elétrica é produzida, porém, para uma mesma quantidade de volume d'água turbinado, não se tem, necessariamente, a mesma produção de energia, pois o rendimento do sistema  $\eta$  é uma função não linear que depende, dentre outros, da altura de queda  $h$  e da vazão turbinada  $q$ .

### 6.3 Formulação Matemática

Com base nos trabalhos de programação da operação citados no capítulo 5, em conjunto com o contexto institucional do setor elétrico apresentado no capítulo 2, e das regras básicas de mercado voltadas para um agente gerador apresentadas no capítulo 3, a formulação expressa na função objetivo, equação (6.2), irá incluir a ponderação econômica conforme regras de comercialização vigentes considerando receita automática no mercado de curto prazo sem comprometimento com contratos de venda<sup>3</sup>.

A função objetivo<sup>4</sup>, representa a melhor decisão  $qa_*$  de defluências do reservatório Vossoroca que possibilita a máxima receita ao longo de todo o período em estudo adicionado um valor monetário para o estado final de armazenamento de água do reservatório Vossoroca, descontada eventuais penalidades por ultrapassagem às restrições impostas. O domínio da função é o lançamento de água por esse reservatório em todos os instantes de tempo  $t$ , representado pelo vetor  $qa$ .

$$qa_* = \arg \max_{qa \in \mathbb{R}^n} \left[ \sum_{t=1}^n (r_t - pn_t) + w \right] \quad (6.2)$$

<sup>3</sup>E adotar algumas hipóteses simplificadoras, como desprezar perdas no sistema de transmissão, nos custos decorrentes das partidas e paradas das unidades geradoras, entre outros.

<sup>4</sup>Para fins de notação da formulação matemática, todas as variáveis em **negrito** são vetores; com índices subscritos entre parênteses são elementos escalares de vetores. Quando não estão em negrito e estão sem índice, ou são escalares ou funções escalares.

Na qual:

- $r(t)$  : receita no instante de tempo  $t$  (R\$);
- $pn(t)$  : penalidade por ultrapassar restrições impostas (R\$);
- $t$  : instante de tempo  $t$ ;
- $n$  : número de intervalos discretos de tempo do estudo;
- $w$  : valor da água armazenada no final do período estudado (R\$).

Esse problema de otimização caracteriza-se por possuir *acoplamento temporal*: incertezas de tendências hidrológicas associadas a escolha sobre quando utilizar água do reservatório em qualquer período, representado pela variável  $qa(t)$  da figura 6.11, tem impacto na receita total do estudo, representado pela soma dos elementos  $r(t)$ . Uma decisão operativa inadequada em um período qualquer causará consequências futuras, como déficits de produção, devido à depleção do reservatório ou desperdício de energia armazenável causado por vertimentos.

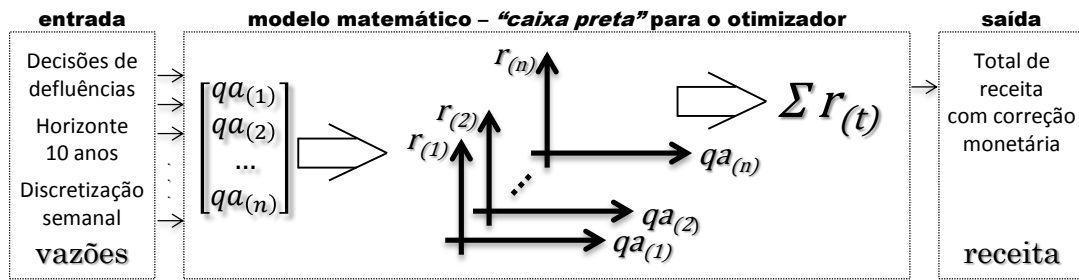


Figura 6.11: Ilustração das decisões de lançamento de água se convertendo em receita

Todos os valores monetários utilizados foram corrigidos para o mês de maio de 2012, considerando uma taxa de desconto de 6% ao ano, com o intuito de corrigir as perdas inflacionárias do período.

Esmiuçando a função representada pela equação (6.2), são apresentadas as equações (6.3) à (6.16) de maximização da receita considerando a usina fora do MRE; e as equações (6.17) à (6.19) se a usina faz parte desse mecanismo. Um esquema é apresentado na figura 6.12 na qual as setas indicam, ilustrativamente, a direção e o sentido do trajeto da água pela variável considerada da função objetivo.

A equação (6.3) representa o valor da água armazenada que restou no reservatório Vossoroca após todos os instantes de tempo  $t$ . Essa sinalização é necessária ao otimizador para que não haja a tendência em se usar indiscriminadamente toda a água desse reservatório no final do período em estudo<sup>5</sup>.

<sup>5</sup>A representatividade da equação (6.3) ao longo de um horizonte de 10 anos é influenciada pela condição

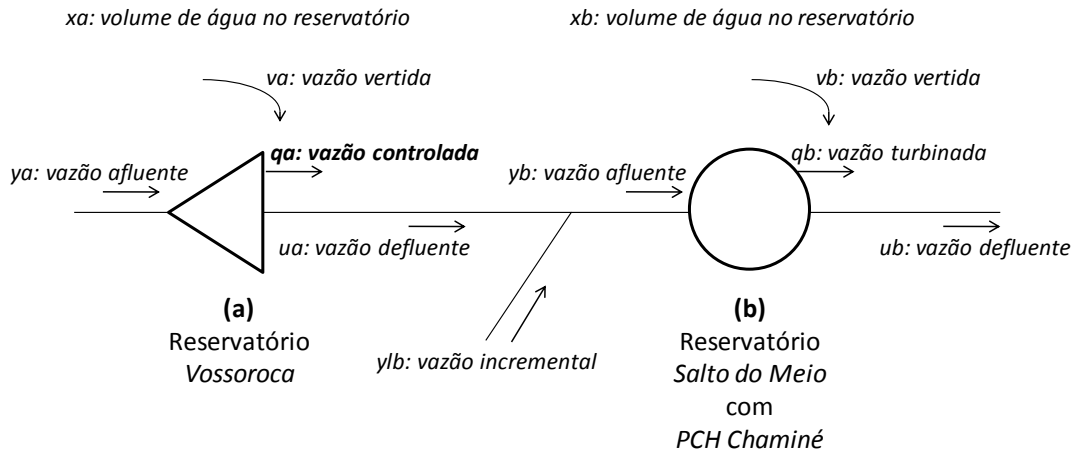


Figura 6.12: Esquema representativo das variáveis da função objetivo

$$w = \frac{xa_{(n+1)} pp_{(n)} kp}{ks} \quad (6.3)$$

Na qual:

- $kp$  : produtividade da usina ( $\frac{MW}{m^3/s}$ );
- $ks$  : quantidade de tempo em uma hora (s);
- $pp$  : preço da energia no mercado de curto prazo (PLD) (R\$ /MWh);

*Vossoroca:*

- $xa$  : volume de água no reservatório ( $m^3$ ).

A equação (6.4) é a receita obtida<sup>6</sup> no estágio de tempo  $t$  com a geração de energia elétrica  $p_{(t)} \Delta t$ , valorada ao preço  $pp_{(t)}$ . A relação  $\Delta t/ks$  é a quantidade de tempo, em horas, entre intervalos discretos.

$$r_{(t)} = \frac{p_{(t)} \Delta t pp_{(t)}}{ks} \quad (6.4)$$

terminal: tempo de suprimento do reservatório (à média de longo termo da vazão afluente à Vossoroca o tempo é de 4 meses) e preço PLD no final do estudo.

<sup>6</sup>A receita obtida com a usina estando fora do MRE e não possuindo contratos bilaterais de venda de energia elétrica não terá parcelas de garantia física e possíveis penalidades por falta de lastro.

Na qual:

- $\Delta t$  : quantidade de tempo entre intervalos discretos (s);
- $p$  : potência da PCH (MW).

A equação (6.5) relaciona diretamente a vazão turbinada pela usina com sua potência produzida. Multiplicada por  $\Delta t$ , representa a produção de energia.

$$p_{(t)} = qb_{(t)} kp \quad (6.5)$$

Na qual:

*Salto do Meio:*

- $qb$  : vazão turbinada pela PCH (m<sup>3</sup>/s).

A produtividade da usina (6.6) depende diretamente do volume de água armazenada no reservatório e da vazão turbinada na usina; ambas as grandezas, afetam os níveis de água (6.7). O rendimento  $\eta$  é característica construtiva do conjunto turbina/gerador; é obtido de uma curva denominada *curva colina*, que relaciona a capacidade de geração com a altura de queda d'água e a vazão turbinada.

$$kp = \rho g \eta(xb_{(t)}, qb_{(t)}) hlb(xb_{(t)}, qb_{(t)}) \quad (6.6)$$

Na qual:

- $g$  : aceleração da gravidade (m/s<sup>2</sup>);
- $\eta$  : rendimento do conjunto turbina-gerador (%);
- $\rho$  : massa específica da água (kg/m<sup>3</sup>);

*Salto do Meio:*

- $hlb$  : queda líquida do reservatório (m);
- $xb$  : volume de água no reservatório (m<sup>3</sup>).

A altura de queda líquida (6.7) depende da diferença de nível d'água a montante do reservatório em relação a jusante, além das perdas associadas.

$$h_{lb} = h_{mb}(x_{b(t)}) - h_{jb}(q_{b(t)}) - h_{pb}(q_{b(t)}) \quad (6.7)$$

Na qual:

*Salto do Meio:*

- $h_{jb}$  : nível jusante (m);
- $h_{mb}$  : nível montante (m);
- $h_{pb}$  : perda de carga (m).

A equação (6.8) expressa uma restrição de limite operativo da turbina da PCH Chaminé: a vazão a ser turbinada será o menor entre a vazão afluyente e o engolimento máximo da usina.

$$q_{b(t)} = \min\{k_e; y_{b(t)}\} \quad (6.8)$$

Na qual:

- $k_e$  : engolimento máximo de todas as turbinas da PCH (m<sup>3</sup>/s);

*Salto do Meio:*

- $y_b$  : vazão afluyente (m<sup>3</sup>/s).

A vazão afluyente à Salto do Meio (6.9) é a soma das vazões defluente do reservatório Vossoroca e incremental ao Rio São João.

$$y_{b(t)} = u_{a(t)} + y_{lb(t)} \quad (6.9)$$

Na qual:

*Vossoroca:*

- $u_a$  : vazão defluente do reservatório (m<sup>3</sup>/s);

*Salto do Meio:*

- $y_{lb}$  : vazão incremental ou lateral (m<sup>3</sup>/s).

A equação (6.10) possui uma correção da decisão pelo otimizador da defluência  $qa_{(t)}$  lançada pelo reservatório Vossoroca: essa vazão é renomeada para  $ua_{(t)}$  e será menor, caso não haja água suficiente no reservatório, ou maior, caso ocorra vertimento.

$$ua_{(t)} = \underline{ua}_{(t)} + va_{(t)} \quad (6.10)$$

Na qual:

*Vossoroca:*

- $\underline{ua}$  : vazão defluente corrigida a menor ( $m^3/s$ );
- $va$  : possível vertimento ( $m^3/s$ ).

$$\underline{ua}_{(t)} = \min\{qa_{(t)}; \frac{xa_{(t)} - \underline{xa}}{\Delta t} + ya_{(t)}\} \quad (6.11)$$

Na qual:

*Vossoroca:*

- $qa$  : vazão controlada ( $m^3/s$ );
- $\underline{xa}$  : volume mínimo operativo do reservatório ( $m^3$ );
- $ya$  : vazão afluenta ( $m^3/s$ ).

$$va_{(t)} = \max\{0; ya_{(t)} - qa_{(t)} + \frac{xa_{(t)} - \overline{xa}}{\Delta t}\} \quad (6.12)$$

Na qual:

*Vossoroca:*

- $\overline{xa}$  : volume máximo operativo do reservatório ( $m^3$ ).

O volume do reservatório Vossoroca para a próxima iteração (6.13) é calculado considerando a variação de volume causada devido a diferença das vazões afluenta e defluente desse reservatório.



$$xa_{(t+1)} = xa_{(t)} + (ya_{(t)} - ua_{(t)})\Delta t \quad (6.13)$$

A função objetivo é sujeita às seguintes restrições:

$$kq \leq qa_{(t)} \leq ke \quad (6.14)$$

$$xa_{(1)} = xa_{(inicial)} \quad (6.15)$$

Na qual:

-  $kq$  : vazão mínima ambiental (m<sup>3</sup>/s).

As restrições de limites de turbinagem e restrições ambientais já estão inclusas na função objetivo. Devido às características dessa usina, as restrições de cumprimento de metas energéticas, atendimento do mercado, rampa de geração e reserva girante foram ignoradas. Dado que o reservatório de Salto do Meio é considerado a fio d'água para o horizonte de estudo<sup>7</sup>, será atribuída à produtividade  $kp$ , equação (6.6), um valor médio.

As restrições dos limites de volume armazenado no reservatório Vossoroca e de limites de geração da usina Chaminé foram adicionadas à função objetivo em forma de penalidade, conforme equação (6.16). Os coeficientes de penalização  $kn1$  e  $kn2$ , em (R\$ / m<sup>3</sup>/s), são parâmetros arbitrários e convertem adequadamente a unidade e grandeza dessa equação, que é subtraída da receita na função objetivo, equação (6.2).

$$pn_{(t)} = kn1(qa_{(t)} - ua_{(t)})^2 + kn2(yb_{(t)} - qb_{(t)})^2 \quad (6.16)$$

A inclusão da equação (6.16) não é estritamente necessária mas torna o algoritmo de otimização mais rápido, pois a função objetivo se torna mais suave. Sem essa equação, no processo de convergência da programação matemática, quando pontos do domínio (decisão de defluência do reservatório Vossoroca) são corrigidos por excesso ou falta de água pela equação (6.10), torna-se muito custoso computacionalmente ao método de otimização voltar a região factível. Isso porque, nessa situação, variações na decisão de defluência, vetor **qa**, poderão

---

<sup>7</sup>Todas as séries consideradas são médias semanais e 168 horas excede em muito o tempo para o completo turbinamento do reservatório da usina.

retornar o mesmo valor escalar do somatório das receitas  $r$  da equação (6.2).

Para considerar a operação da usina como participante do Mecanismo de Realocação de Energia (MRE), a equação (6.4) deve ser substituída<sup>8</sup> pelas equações (6.17) à (6.19):

$$r_{(t)} = (g_{fis_{(t)}} + g_{sec_{(t)}}) pp_{(t)} + (g_{loc_{(t)}} - g_{sec_{(t)}}) pt_{(t)} \quad (6.17)$$

Na qual:

- $g_{fis}$  : garantia física da PCH (MWh);
- $g_{sec}$  : montante de energia secundária (MWh);
- $g_{loc}$  : montante de energia alocada (MWh);
- $pt$  : tarifa de energia de otimização (TEO) (R\$ /MWh).

$$g_{sec_{(t)}} = \max\{0; g_{loc_{(t)}} kg\} \quad (6.18)$$

Na qual:

- $kg$  : percentual de garantia física da empresa em relação ao sistema (%).

O total de geração produzido acima da garantia física do sistema composto por todas as usinas participantes do MRE é a energia secundária total; esta é distribuída às usinas de forma proporcional à sua garantia física. Caso o total de geração seja inferior ao montante de garantia física, a energia secundária será nula. Nesta modelagem, é adotada a hipótese simplificada de energia secundária  **$g_{sec}$**  como o valor recebido de energia pela usina do proprietário, i.e., é desprezada a geração de outros<sup>9</sup>.

$$g_{loc_{(t)}} = \frac{p_{(t)} \Delta t}{k_s} - g_{fis_{(t)}} \quad (6.19)$$

A energia alocada  **$g_{loc}$**  é a diferença entre a geração produzida pela usina com sua

---

<sup>8</sup>Como não estão sendo considerados contratos bilaterais de venda de energia elétrica, não existirão possíveis penalidades por falta de lastro da usina.

<sup>9</sup>Como são desprezadas as gerações de outras usinas do sistema, são desconsideradas as *exposições financeiras* citadas nas regras de comercialização ocorridas devido às variações de preços PLD entre regiões (mais precisamente *submercados*).

garantia física. O vetor **g<sub>fis</sub>** sofre atualização no tempo conforme Portaria MME no. 463/2009 explicado no capítulo 3. Não foi considerada, em etapa de otimização, a possibilidade da usina ser expulsa desse mecanismo conforme Resolução ANEEL no. 409/2010.

Esse problema de programação matemática caracteriza-se por ser dinâmico, não linear e de grande porte cuja solução não é trivial. Mais detalhes sobre um sistema de produção de energia podem ser consultados em Fortunato *et al.* (1990).

## 6.4 Algoritmo de Solução

A formulação matemática foi implementada em forma de algoritmo escrito no aplicativo *Scilab*, versão 5.3.3, figura 6.13, com a filosofia de *programação genérica* em conjunto com o *critério da parcimônia*, i.e., de maneira a ser possível e simples a troca das diferentes funções objetivos<sup>10</sup> ou das ferramentas de otimização<sup>11</sup>.

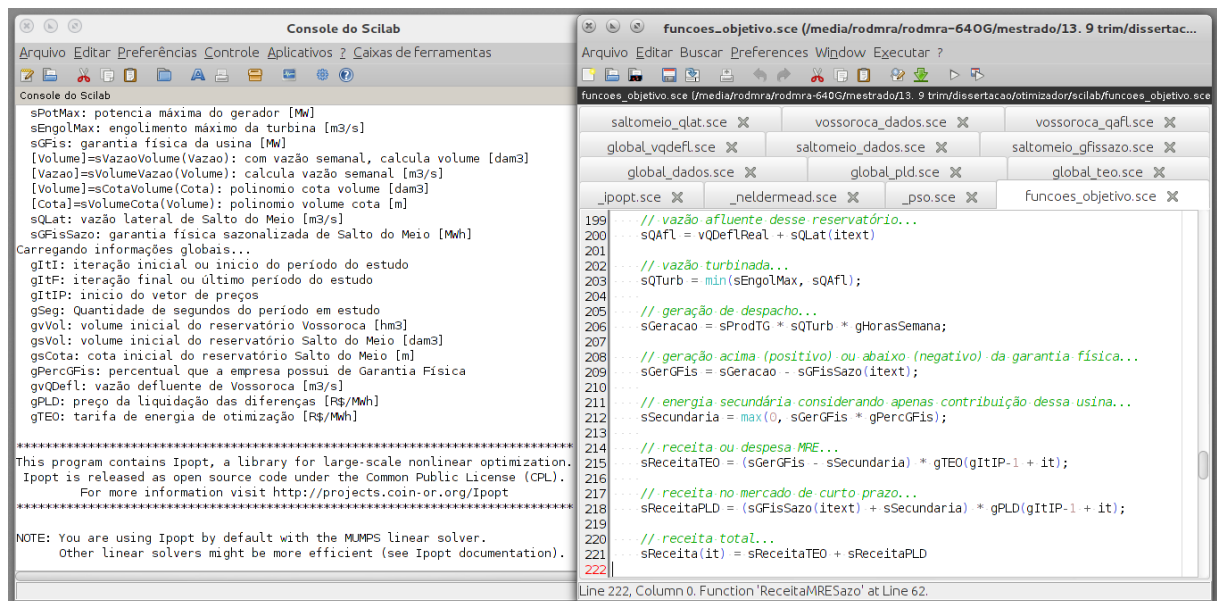


Figura 6.13: Aplicativo Scilab rodando o otimizador

Na figura 6.14 é apresentado um trecho do algoritmo principal para ilustrar essa ideia: a função *fobjetivo*, linha 7, é passada ao otimizador como parâmetro na linha 38. Ela contém a função *ReceitaMCP* que representa o desempenho econômico da usina estando fora do Mecanismo de Realocação de Energia e, com a troca na linha 9, pode conter qualquer outra função.

<sup>10</sup>Funções objetivos envolvendo a usina: maximizar a produção de energia elétrica, maximizar a receita estando a usina dentro do Mecanismo de Realocação de Energia e estando fora dele.

<sup>11</sup>Primordialmente foi utilizado o método dos pontos interiores, mas, apesar de não ser o escopo deste trabalho, também utilizou-se outras ferramentas de otimização tais como enxame de partículas na forma padrão e na variação unificada modificada conforme Moreno e Kaviski (2012), além dos algoritmos cobyla e evolução diferencial.

Essa avaliação do desempenho da usina tem a implementação representada na figura 6.15 e segue exatamente o equacionamento apresentado na seção 6.3.

```

1  clear ; clc ;

3  // carrega informacoes e funcoes do modelo matematico...
4  exec('funcoes_objetivo.sce', -1);

6  // funcao objetivo a ser minimizada...
7  function [f] = fobjetivo ( x )
8      // maximizar = minimizar (-1)*funcao...
9      f = -ReceitaMCP(x)
10     //f = -ReceitaMREFlat(x)
11     //f = -ReceitaMRESazo(x)
12     //f = -GeracaoMCP(x)
13 endfunction

15 // restricoes...
16 function [rd, ri] = restricoes(x)
17     // restricoes nao lineares de desigualdades...
18     rd = [0]
19     // restricoes nao lineares de igualdades...
20     ri = []
21 endfunction

23 // palpite inicial: simulacao heuristica de maxima geracao...
24 x0 = gvQDefl(gItI:gItF) ;

26 D = (gItF - gItI + 1) ; // funcao do problema em  $R^D$ ...

28 // dominio da funcao, restricoes de caixa...
29 boundsmax(1, 1:D) = sEngolMax; // maxima defluencia [m3/s]...
30 boundsmin(1, 1:D) = 0;

32 stacksize('max');

34 tic

36 // otimize...
37 [x1,fval] = ...
38     optimize (fobjetivo, x0, boundsmin, boundsmax, restricoes)

40 mprintf('\nTempo total: %f', toc()) ;

42 disp(fval)

```

Figura 6.14: Algoritmo principal do modelo matemático escrito no Scilab.

O Scilab é uma ferramenta computacional de código fonte aberto e distribuição gratuita via Internet com funcionalidades semelhantes ao do *Matlab*<sup>12</sup>, criado em 2003 pelo instituto nacional da França para a pesquisa em ciência da computação e controle. Em 2008, foi

<sup>12</sup>Matlab é um aplicativo computacional de matemática desenvolvido pela empresa *MathWorks*.

```

1 // ***** //
2 // dadas as decisoes de defluencia em Vossoroca, retorna media
3 // semanal da receita no mercado de curto prazo com a producao de
4 // energia eletrica somado a um valor para o estado final do reserv.
5 // verificar parametros globais gItI e gItF para periodo estudo...
6 function [Resultado]=ReceitaMCP(vQDefl)
7 // aloca memoria inicial...
8 itmax = gItF - gItI + 1;
9 vVol = zeros(itmax+1, 1);
10 sReceita = zeros(itmax, 1);
11 gHorasSemana = 24 * 7;
12 gPenalidade = zeros(itmax, 1);
13 // volume inicial do reservatorio Vossoroca [hm3]...
14 vVol(1) = gvVol
15 for it = 1 : itmax
16 // iterador externo para vetor de vazoes...
17 itext = gItI + it - 1
18 // Vossoroca:
19 // possivel vertimento...
20 vQVert = max(0, vVolumeVazao(vVazaoVolume(vQAfl(itext)-vQDefl(it)
    ) + vVol(it) - vVolMax))
21 // possivel vazao que secara o reservatorio...
22 vQSeca = vVolumeVazao(vVol(it) - vVolMin) + vQAfl(itext)
23 // defluencia real do reservatorio...
24 vQDeflReal = min(vQDefl(it), vQSeca) + vQVert
25 // novo volume do reservatorio...
26 vVol(it+1) = vVol(it) + vVazaoVolume(vQAfl(itext)-vQDeflReal)
27 // Salto do Meio:
28 // vazao afluente desse reservatorio...
29 sQAfl = vQDeflReal + sQLat(itext)
30 // vazao turbinada...
31 sQTurb = min(sEngolMax, sQAfl);
32 // potencia real de despacho...
33 sPotReal = sProdTG * sQTurb;
34 // receita no mercado de curto prazo...
35 sReceita(it) = sPotReal * gHorasSemana * gPLD(gItIP-1 + it)
36 // Penalidade Externa:
37 // limites do reservatorio Vossoroca e geracao na usina...
38 gPenalidade(it) = -5*(vQDefl(it)-vQDeflReal)^2 - 1*(sQAfl-sQTurb)^2
39 end
40 // resultado final...
41 Resultado = mean(sReceita) + sum(gPenalidade) + ...
42 (vVolumeVazao(vVol(itmax+1)) * sProdTG * gHorasSemana * ...
43 gPLD(gItIP-1 + it) / itmax);
44 endfunction

```

Figura 6.15: Algoritmo da função de avaliação do desempenho econômico da usina.

criado um consórcio de indústrias e institutos de pesquisas que melhoram, mantêm e suportam o desenvolvimento desse aplicativo (SCILAB, 2012).

Para realizar a otimização, foi utilizado um pacote adicional denominado *Sci-IPOpt*, que faz a interface entre o algoritmo *IPOPT* (WÄCHTER; LAIRD, 2005), escrito e compilado em linguagem C++, com o aplicativo Scilab, um interpretador de comandos. Com essa programação matemática, a equação (6.2) foi maximizada. Mais detalhes matemáticos da implementação desse algoritmo podem ser consultados no capítulo 4 e na tese de doutorado de Wächter (2002).

De posse dos resultados obtidos em etapa de *otimização*, foi desenvolvido um módulo de *simulação* em planilha eletrônica para analisar informações tais como receitas obtidas, energias geradas, turbinamentos e vertimentos ocorridos. Com a simulação é possível apresentar um gráfico de receita média semanal em função da potência instalada que serve de apoio para a análise de uma possível ampliação na potência instalada da PCH em estudo.

O equipamento utilizado é um computador doméstico equipado com processador *Intel Core 2 Duo T5500* com 2 GBytes de memória RAM e sistema operacional Linux instalado cuja distribuição é Ubuntu versão 12.04 de 64 bits. O tempo médio necessário para a convergência do algoritmo é de 55 horas.

## 6.5 Análise dos Resultados

Os resultados de operação ótima do reservatório de Vossoroca são avaliados em dois objetivos alcançados pela PCH Chaminé: máxima produção de energia e máximo benefício econômico. Para tanto, são desenvolvidos os seguintes cenários:

- A - máxima geração hidroelétrica - a receita é simulada conforme regra operativa do reservatório Vossoroca, dada pelo otimizador, considerando a usina estando fora do MRE;
- B - máxima receita com usina fora do MRE;
- C1 - máxima receita com usina no MRE e sazonalização constante;
- C2 - máxima receita com usina dentro do MRE e distribuição dos montantes mensais de garantia física pelo maior preço mensal de energia elétrica;
- C3 - máxima receita com usina dentro do MRE e uma única maneira de distribuir os montantes mensais de garantia física conforme média de preços de energia elétrica.

Cabe salientar que o resultado da otimização não é comparado com resultados realizados e, por isso, não foram consideradas restrições de produção de energia elétrica devido a manutenções de equipamentos, paradas programadas ou forçadas e interrupções intempestivas. A geração mensal realizada de diversas usinas do país pode ser obtida em ANEEL (2010b).

Na maximização da receita foram consideradas duas situações: a usina estando fora do Mecanismo de Realocação de Energia (MRE) e dentro dele. As equações consideradas no modelo matemático para a inclusão do MRE são as equações utilizadas desconsiderando esse mecanismo (a função objetivo, equação (6.2), com as equações (6.3) à (6.15)) com substituição da equação (6.4) pelas equações (6.17) à (6.19).

O modelo utilizado para representar a essência do problema foi implementado no aplicativo computacional Scilab com um procedimento empregando otimização através do algoritmo dos pontos interiores. A equação (6.2), que representa o máximo benefício econômico obtido com a produção de energia elétrica, foi resolvida, obtendo-se, como resultado, as defluências ótimas do reservatório Vossoroca ao longo do todo o período estudo.

### 6.5.1 Cenário A - Máxima Geração Hidroelétrica

Uma abordagem de maximização de produção hidroelétrica poderia ser a *simulação* da decisão de defluência do reservatório Vossoroca como sendo a diferença entre o engolimento máximo da usina com a vazão incremental à Salto do Meio. Os resultados de defluências e volume do reservatório Vossoroca para esta consideração são apresentados no gráfico de área acumulada da figura 6.16.

A defluência somada à vazão lateral jusante é a vazão afluenta ao reservatório Salto do Meio, que poderá ser turbinada e/ou vertida pela usina Chaminé, conforme apresentadas na figura 6.17. Analisando as figuras 6.16 e 6.17, observam-se períodos com o completo esvaziamento do reservatório Vossoroca; nesse caso, toda a vazão é turbinada. O armazenamento somente ocorre quando a geração é máxima e sobra água afluenta à Vossoroca. Principalmente a partir de meados de 2009, o histórico de vazões é tão favorável que a produção torna-se constante com diversas ocorrências de vertimentos.

Com o mesmo intuito de maximizar a geração elétrica ao longo de todo o horizonte estudado, porém com a abordagem de *otimização*, a decisão foi considerar os valores monetários da equação (6.2) (variáveis **pp** e **pt**) como unitários, além de desprezar o valor dado para a água armazenada ao final do estudo pela equação (6.3), ao invés de construir uma nova função objetivo. Com a energia tendo o mesmo valor em todos os instantes de tempo, o otimizador

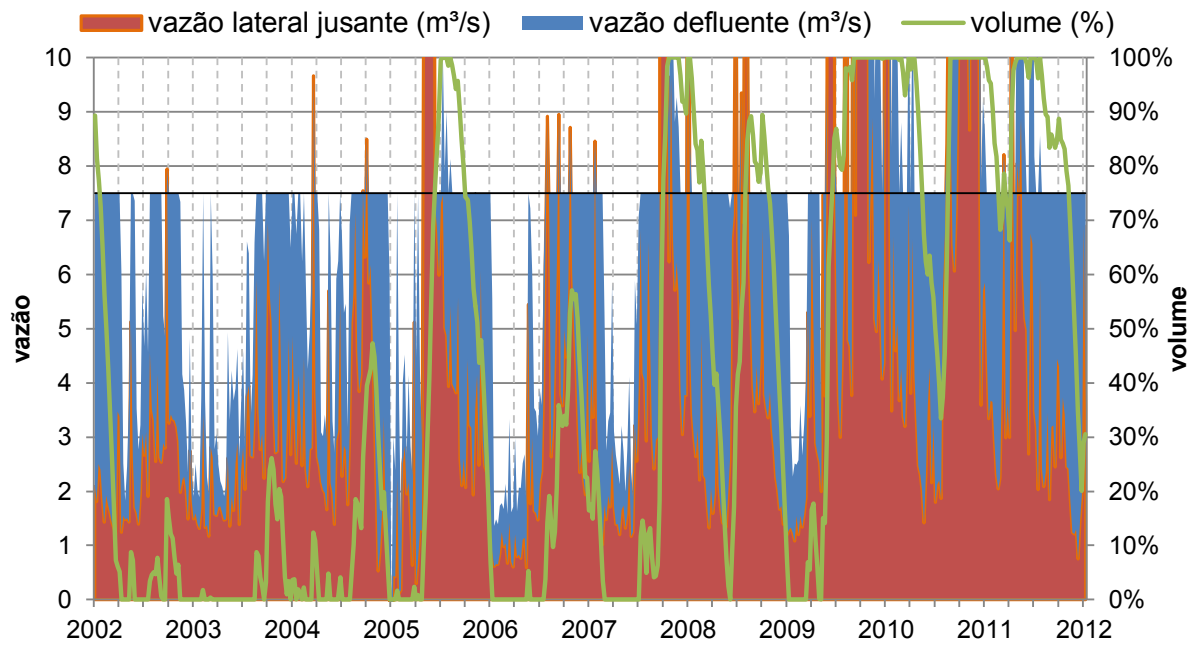


Figura 6.16: Volume e vazões simuladas de Vossoroca para cenário de máxima geração.

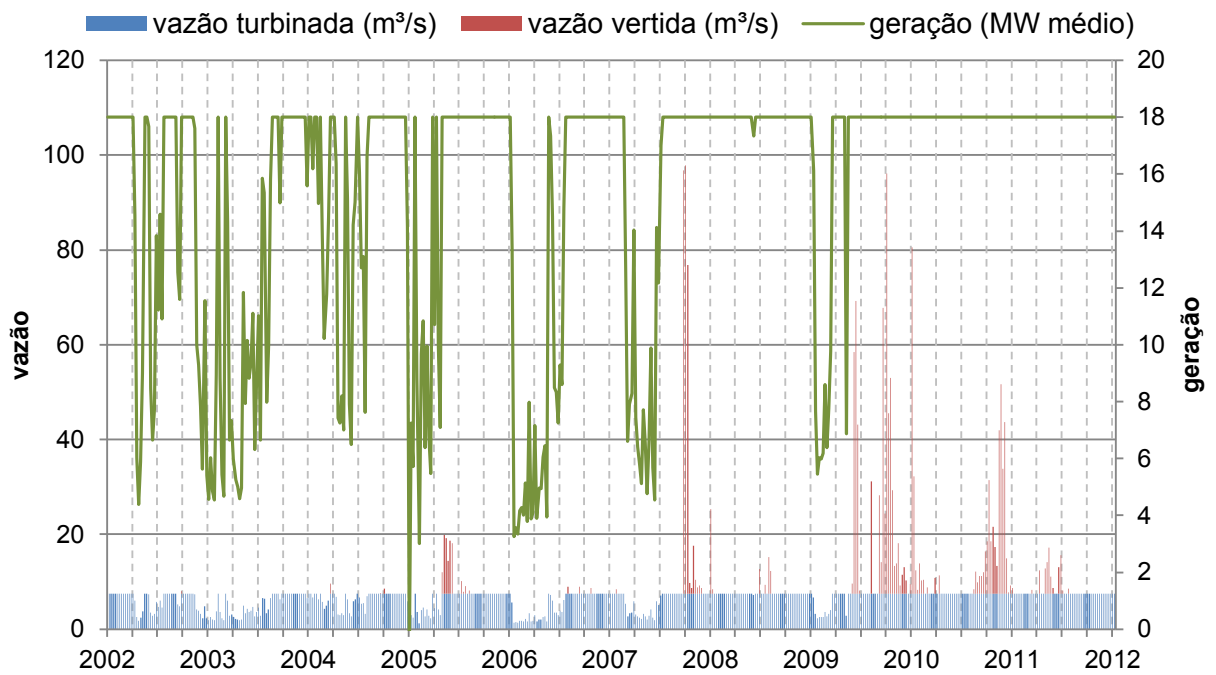


Figura 6.17: Geração e vazões de Salto do Meio para cenário simulado de máxima geração.



maximiza a receita maximizando a geração, atingindo o objetivo desejado de máxima produção de energia.

O preço da energia torna-se irrelevante, conforme observado no gráfico de área acumulada da figura 6.18; a decisão ótima é defluir vazões do reservatório Vossoroca complementando a vazão incremental a Salto do Meio até o limite da engolimento máximo da usina Chaminé, quando possível. De forma adequada, o otimizador esvazia completamente o reservatório na iminência da ocorrência de vertimentos na usina, como observado no segundo trimestre de 2005, no terceiro de 2007, entre outros.

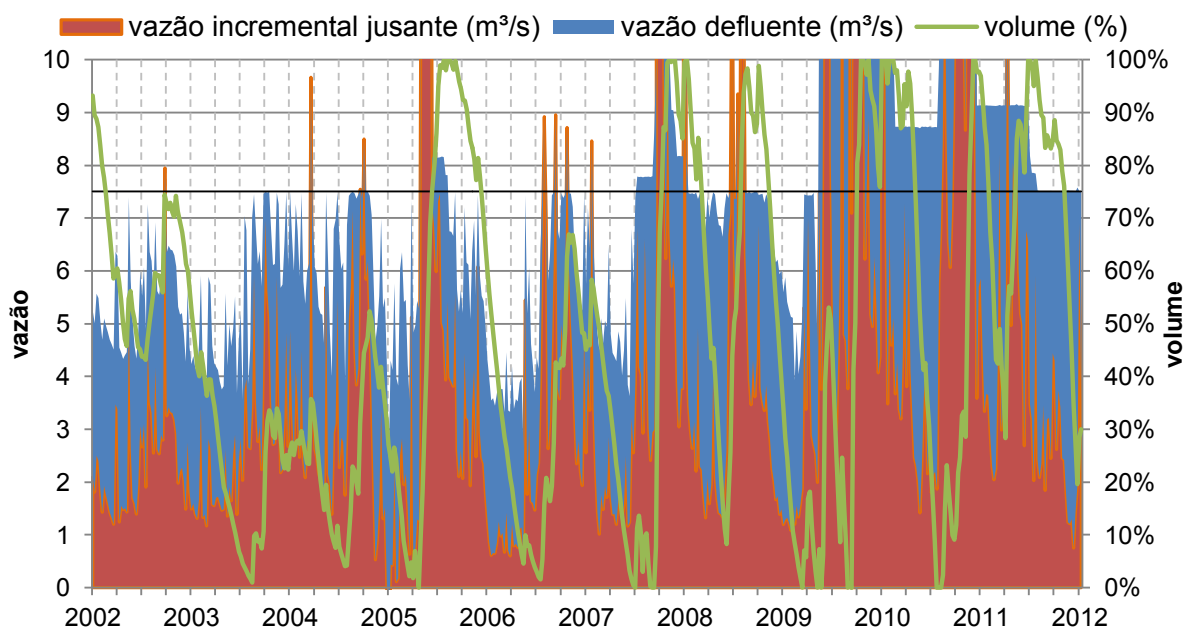


Figura 6.18: Volume e vazões de Vossoroca otimizadas para máxima geração.

Em 2011, observa-se que vazões são vertidas e o volume de Vossoroca, eixo vertical direito, é esvaziado. Tal comportamento não tem implicação no resultado final de máxima geração, uma vez que o reservatório é completado em meados de 2011 e o turbinamento é sempre máximo nesse intervalo. A justificativa se dá pela penalidade quadrática acrescentada à função objetivo pela equação (6.16): como são inevitáveis os vertimentos, ocorrem em valores equivalentes. Também por essa justificativa, observa-se que no ano de 2003 poderia ser utilizada água do reservatório, mas não é, e a vazão defluente torna-se insuficiente para o máximo turbinamento da usina (de 7,5 m³/s).

Na figura 6.19 estão representadas as vazões turbinada e vertida, eixo vertical esquerdo, e a geração da usina na unidade MW médios, que é equivalente a média das potências (médias)

semanais. A partir de meados de 2009, a geração média é a potência máxima da usina.

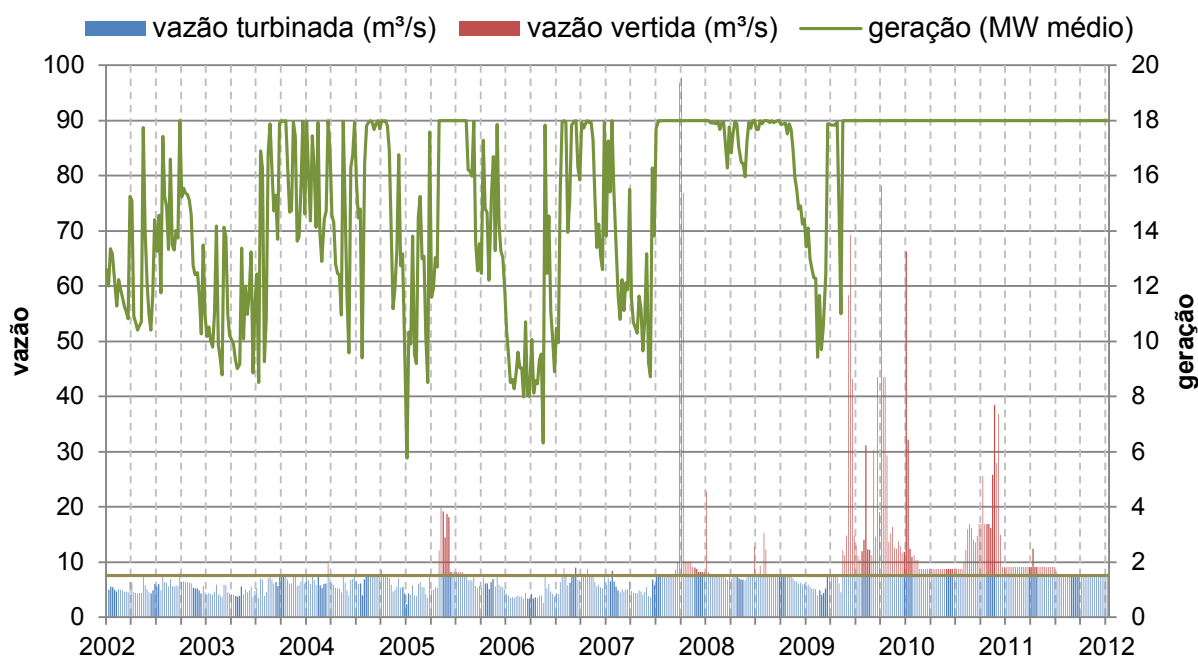


Figura 6.19: Geração e vazões de Salto do Meio otimizadas para máxima geração.

A tabela 6.2 resume o desempenho da usina ao longo de dez anos, em valores médios semanais. A máxima geração hidrelétrica é de 15,42 MW médios; o mesmo resultado para a abordagem de simulação. Comparando a figura 6.16 com a 6.18 e a figura 6.17 com a 6.19, conclui-se que o otimizador apresentou uma outra solução de defluências com o mesmo resultado total de produção, porém, com variação de amplitude de geração mais reduzida devido a influência da penalidade quadrática, equação (6.16). Tal resultado reforça a credibilidade da modelagem desenvolvida e o algoritmo de solução adotado.

Tabela 6.2: Cenário de maximização da geração hidrelétrica

Receita semanal (R\$ mil)		Vazão turbinada		Vazão vertida		Energia gerada (MW médio)
média ( $\mu$ )	desvio padrão ( $\sigma$ )	$\mu$ (m³/s)	$\sigma$ (m³/s)	$\mu$ (m³/s)	$\sigma$ (m³/s)	
182,0	239,7	6,42	1,32	2,53	9,36	15,42

Com a regra operativa do reservatório Vossoroca dada pelo otimizador com função objetivo de máxima produção, a receita obtida no mercado de curto prazo com a geração, através de simulação, é de 182 mil reais semanais (70,28 R\$/MWh gerado) com um desvio padrão de 240 mil reais. Espera-se que, alterando a função objetivo para máxima receita, o benefício econômico seja maior, mesmo com uma produção de energia elétrica menor.

### 6.5.2 Cenário B - Máxima Receita com Usina Fora do MRE

O resultado do cenário de máxima receita com a usina estando fora do Mecanismo de Realocação de Energia é apresentado na figura 6.20. Conforme equacionamento (6.4), depende do Preço das Liquidações das Diferenças do mercado de curto prazo.

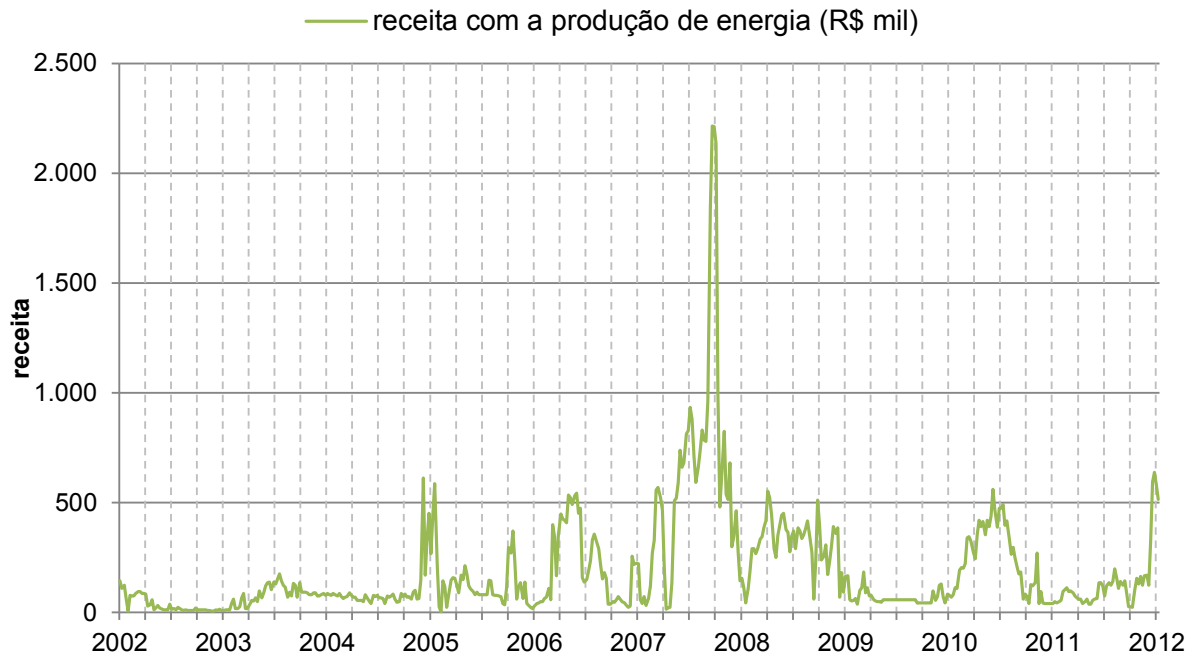


Figura 6.20: Receita com usina fora do MRE (R\$ mil).

Em relação ao reservatório Vossoroca, estão representadas as vazões *defluente* (eixo vertical esquerdo) e *afluente* (eixo vertical direito) na figura 6.21. As diferenças entre essas vazões estão representadas na figura 6.22, indicando o enchimento (valores positivos) ou esvaziamento do reservatório (valores negativos), representado por *delta volume*, eixo vertical esquerdo. A *vazão defluente* foi decidida pelo otimizador levando-se em conta a *vazão incremental* jusante a esse reservatório, representada na figura 6.23, eixo vertical direito. Em algumas poucas semanas essa decisão superou o engolimento máximo das turbinas da usina Chaminé, restrição imposta na modelagem matemática, devido aos vertimentos ocorridos no reservatório Vossoroca por excesso de *volume* armazenado em decorrência do histórico de vazões afluentes.

Na figura 6.22, quando o *delta volume* está abaixo de zero, o reservatório começa a esvaziar, quando está acima, a encher. Analisando todo o período estudado, observou-se que o *volume* do reservatório Vossoroca, eixo vertical direito, oscilou em vários momentos entre o máximo operativo,  $35,99 \text{ hm}^3$ , e o mínimo operativo,  $0,33 \text{ hm}^3$ .

Outro fator que influenciou na decisão do otimizador, representado na figura 6.23, é

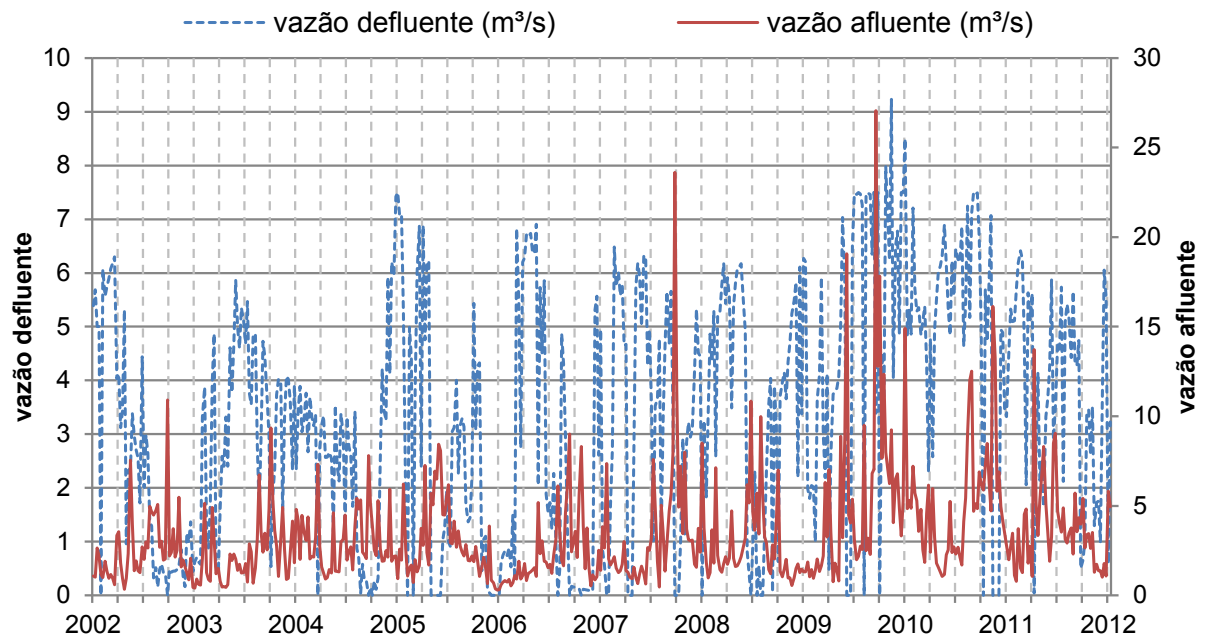


Figura 6.21: Afluências e decisões de defluências ótimas do reservatório Vossoroca

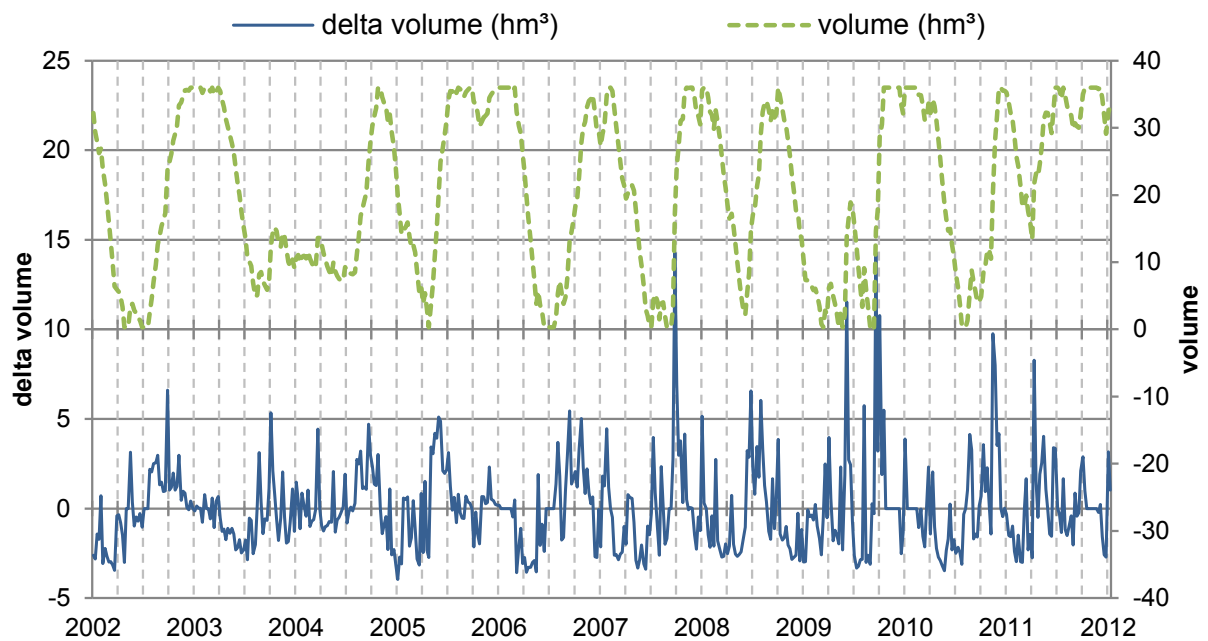


Figura 6.22: Volume e diferença entre vazão defluente e afluente do reservatório Vossoroca

o *preço PLD*, eixo vertical esquerdo; as outras duas grandezas são representadas pelo outro eixo vertical e apresentam semelhanças. Observou-se que o *volume* do reservatório Vossoroca aumentou quando a *vazão incremental* à Salto do Meio foi alta, acima do engolimento máximo das turbinas da usina, e em períodos que o *preço* é relativamente baixo. Ou seja, o otimizador guardou água no reservatório, evitando desperdiçá-la com vertimentos, para utilizá-la em períodos mais favoráveis economicamente, priorizando o uso da *vazão incremental* (ou *vazão lateral*).

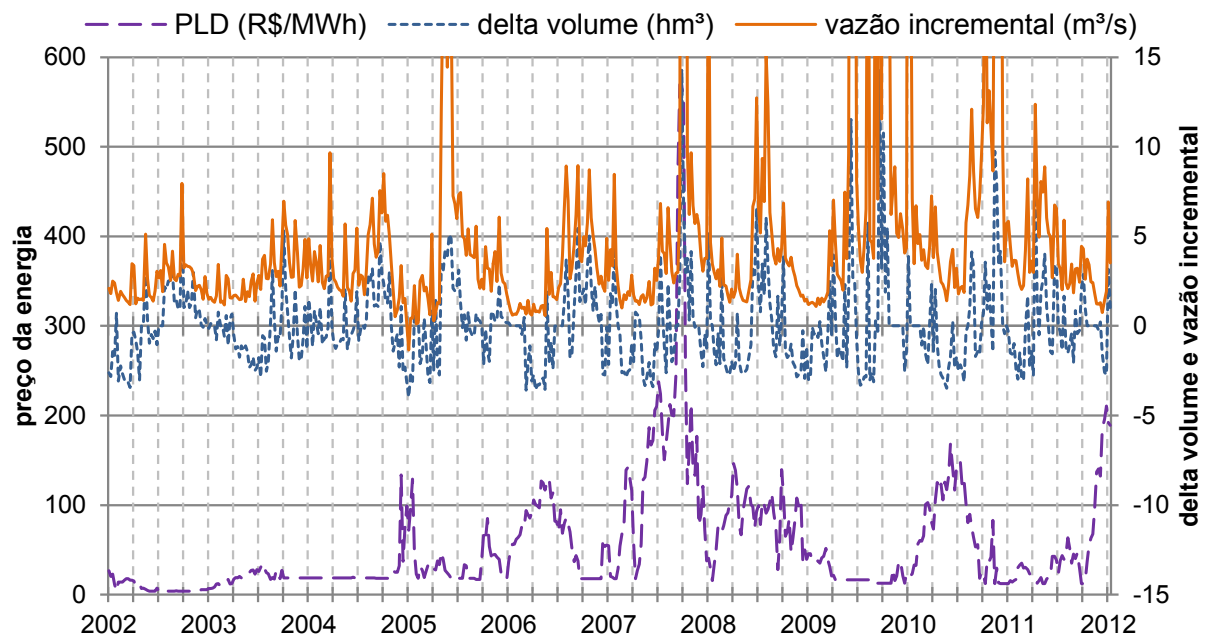


Figura 6.23: Preço da energia, volume de Vossoroca e vazão incremental à Salto do Meio

A *vazão afluente* ao reservatório Salto do Meio, representado na figura 6.24, eixo vertical esquerdo, é a soma das vazões *defluente* (figura 6.21) e *incremental* (figura 6.23). Observam-se picos elevados nessa vazão, superando algumas vezes o engolimento da usina por um fator de dez, ocasionando vertimentos causados principalmente pelas características hidrológicas verificadas da *vazão incremental*. Já o *volume* desse reservatório não se alterou para todo o horizonte estudado; esse reservatório é considerado a fio d'água.

A *vazão afluente* ao reservatório Salto do Meio censurada pelo engolimento máximo das turbinas é a *vazão turbinada*, representada na figura 6.25, eixo vertical direito. Essa vazão está diretamente relacionada com a produção de energia elétrica da usina Chaminé. Comparada com o *Preço das Liquidações das Diferenças*, observam-se, de forma satisfatória, gerações baixas de energia quando o *PLD* está relativamente baixo e vice-versa.

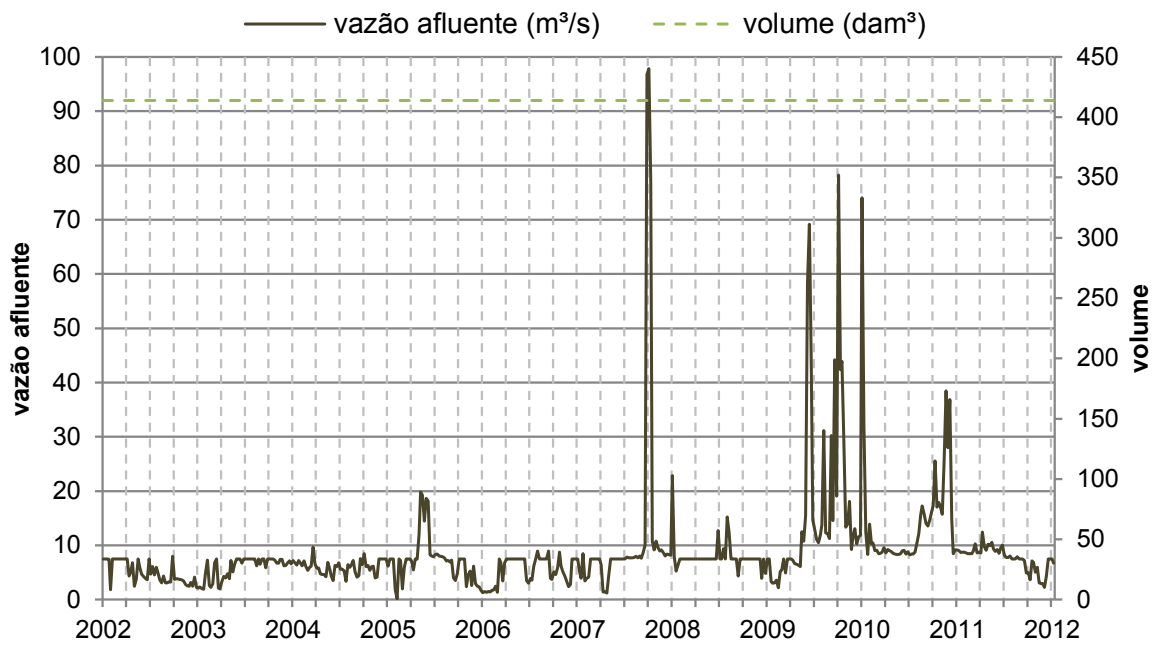


Figura 6.24: Volume e afluências em relação ao reservatório Salto do Meio

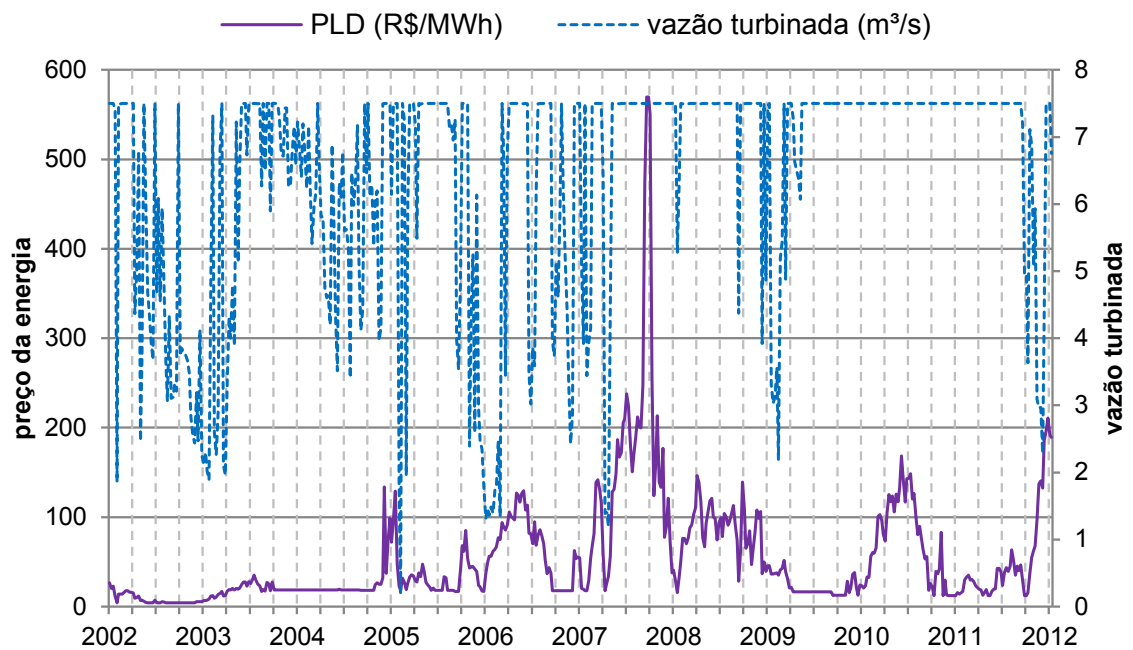


Figura 6.25: Preços de energia e turbinamentos da usina Chaminé

Nessa situação, a receita obtida no mercado de curto prazo com a produção é de 191 mil reais semanais (74,68 R\$/MWh gerado) com um desvio padrão de 252 mil reais.

### Possível Ampliação da Potência Instalada

Para possibilitar a análise de ampliações da potência instalada em função da receita obtida, será demonstrado dois métodos. O primeiro considera um único cenário de otimização e o segundo, vários.

No primeiro deles, o vetor de vazões defluentes<sup>13</sup> foi ordenado de forma decrescente em conjunto<sup>14</sup> com o vetor de preços e, considerando toda a defluência como turbinável pela usina, em cada período  $b$  foi calculada uma potência instalada necessária para o turbinamento dessa vazão. Em seguida, com determinada potência instalada atribuída, foi associada uma nova receita média calculada considerando todo o horizonte (de  $n$  intervalos), conforme equação (6.20).

$$r_{(b)} = \frac{\left( \sum_{t=1}^{b-1} [ub_{(b)} pp_{(t)}] + \sum_{t=b}^n [ub_{(t)} pp_{(t)}] \right) kp \Delta t}{n ks} \quad (6.20)$$

Na qual:

- $\Delta t$  : quantidade de tempo entre intervalos discretos (s);
- $kp$  : produtividade da usina (MW/(m<sup>3</sup>/s));
- $ks$  : quantidade de tempo em uma hora (s);
- $pp$  : preço da energia associada a vazão  $ub$  (R\$ /MWh);
- $n$  : número de intervalos de tempo discreto do estudo;
- $r_{(b)}$  : receita média no instante de tempo  $b$  (R\$);
- $ub$  : vazão defluente da PCH ordenada de forma decrescente (m<sup>3</sup>/s).

Através de única regra operativa do reservatório Vossoroca obtida do *otimizador* e considerando a usina estando fora do MRE, o método expresso na equação (6.20) foi empregado em etapa de *simulação* resultando na figura 6.26 (método 1) e na sua curva de permanência, figura 6.27, que são as receitas médias semanais em função da potência instalada da usina, em escalas de até 30 MW, para considerar a usina tendo apenas as características de uma PCH.

<sup>13</sup> A vazão defluente é a soma das vazões turbinada e vertida.

<sup>14</sup> Os elementos do vetor de vazões defluentes foram trocados de maneira que os valores fossem ordenados do mais alto para o mais baixo. As trocas de posição dos elementos do vetor de preços seguiram as trocas do vetor de vazões defluentes. O vetor de preços não foi necessariamente ordenado de forma decrescente.

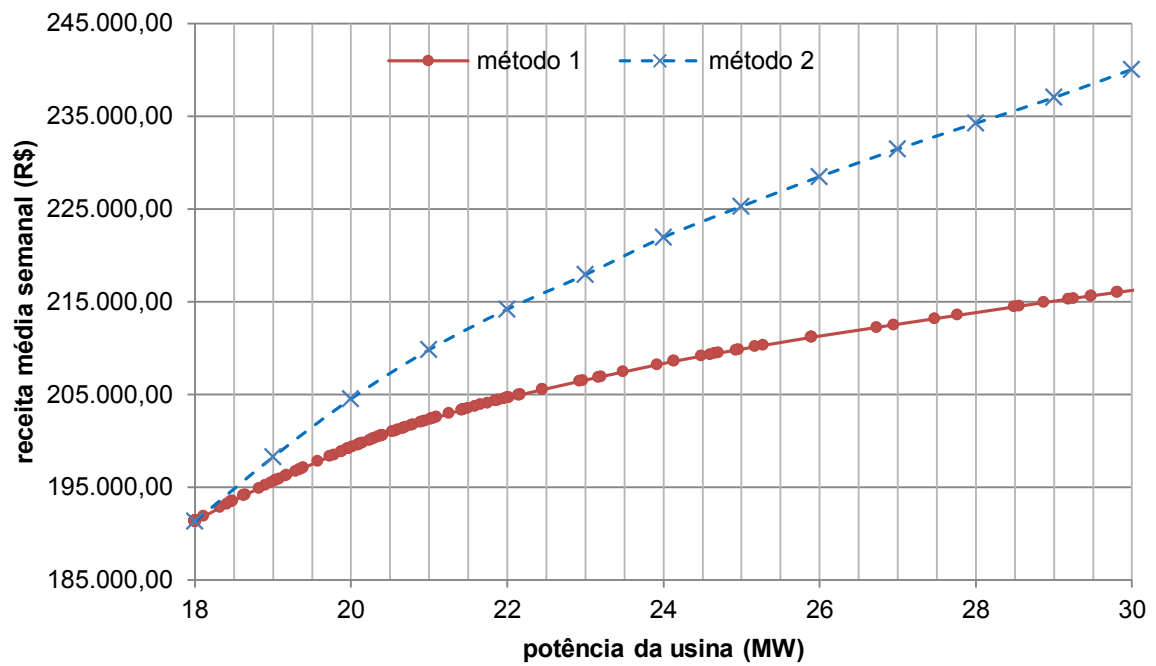


Figura 6.26: Receita média em função da potência instalada (R\$).

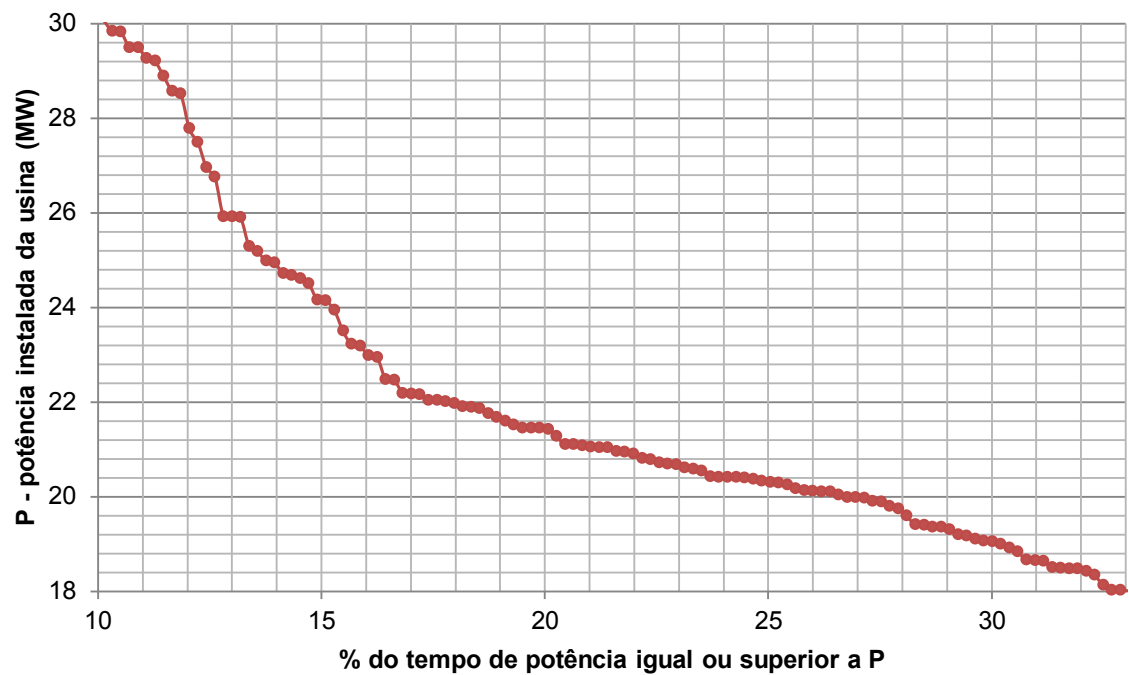


Figura 6.27: Curva de permanência da receita média em função da potência instalada.



Observa-se que em mais de 33% do tempo a potência instalada da usina foi superior à atual 18 MW. Com uma potência instalada de 30 MW é possível turbinar quase 90% do histórico de vazões defluentes resultando em um acréscimo de 13% na receita com valor médio semanal de 216 mil reais.

O método de simulação apresentado em (6.20) tem a vantagem de ser muito rápido de ser calculado e serve como uma excelente ferramenta de apoio ao investidor analisar uma possível ampliação no parque instalado de uma PCH com possibilidade parcial de regularização nas vazões. Porém, apresenta resultados subestimados por utilizar apenas um cenário de otimização. Para o segundo método proposto, alterando-se a potência instalada da usina com a consequente alteração no engolimento máximo da função objetivo (6.2) têm-se vários cenários de otimização; para cada um deles é maximizada a receita através de programação matemática cujos resultados são apresentados na figura 6.26 e na tabela 6.3.

Tabela 6.3: Vários cenários de maximização da receita com usina fora do MRE

<b>Engolimento máximo</b> (m <sup>3</sup> /s)	<b>Receita semanal (R\$ mil)</b>		<b>Vazão turbinada</b>		<b>Vazão vertida</b>	
	<b>média (<math>\mu</math>)</b>	<b>desvio padrão (<math>\sigma</math>)</b>	$\mu$ (m <sup>3</sup> /s)	$\sigma$ (m <sup>3</sup> /s)	$\mu$ (m <sup>3</sup> /s)	$\sigma$ (m <sup>3</sup> /s)
7,5	191,3	251,6	6,35	1,80	2,53	9,46
7,9	198,2	266,7	6,49	2,04	2,40	9,37
8,3	204,5	281,7	6,61	2,32	2,28	9,19
8,8	209,8	295,5	6,72	2,50	2,17	9,11
9,2	214,2	309,0	6,81	2,69	2,08	9,02
9,6	217,9	322,9	6,88	2,89	2,02	8,94
10,0	221,9	336,6	6,94	3,09	1,96	8,85
10,4	225,3	349,5	7,01	3,24	1,90	8,77
10,8	228,5	362,3	7,07	3,43	1,84	8,69
11,3	231,5	374,5	7,12	3,58	1,78	8,61
11,7	234,2	386,8	7,18	3,75	1,73	8,54
12,1	237,0	400,2	7,23	3,97	1,68	8,46
12,5	240,0	413,6	7,29	4,13	1,62	8,39

Quanto maior é o engolimento máximo da usina, mais vazão será turbinada e menos vertida: a receita será elevada, porém, o risco indicado pelo desvio padrão também. Basicamente, observa-se uma grande semelhança entre eles conforme o comportamento do volume armazenado do reservatório Vossoroca, apresentado na figura 6.28.

A diferença entre o volume do reservatório Vossoroca para um cenário cuja potência instalada da usina é 18 MW (engolimento máximo de 7,5 m<sup>3</sup>/s) com outro cuja potência instalada da usina é 30 MW (engolimento máximo de 12,5 m<sup>3</sup>/s) é apresentada na figura 6.29. Analisando os valores negativos em conjunto com o preço da energia, observa-se que quanto

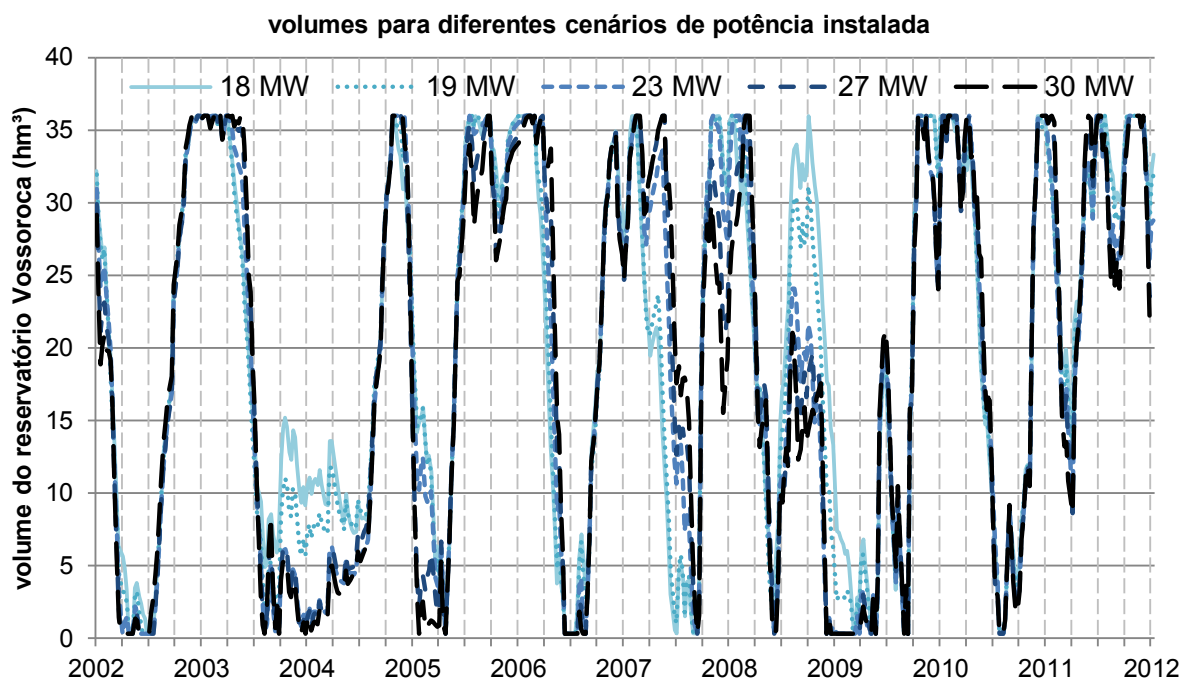


Figura 6.28: Volume do reservatório Vossoroca para diversos cenários de otimização.

maior o engolimento máximo da usina mais água do reservatório é utilizada em períodos de preços mais elevados.

A análise de viabilidade econômica de uma possível ampliação leva em conta o custo e a receita obtida com o aumento da potência instalada. Nesse caso, a receita é melhor apresentada em termos de valores anuais conforme tabela 6.4.

Ou seja, ampliar de 18 MW para 30 MW poderia ter aumentado a receita anual em torno de R\$ 2,5 milhões em uma operação ótima do reservatório Vossoroca conforme estudos de um histórico compreendendo 10 anos.

### 6.5.3 Cenários C - Máxima Receita com Usina Dentro do MRE

Quando a usina participa do Mecanismo de Realocação de Energia, a receita obtida envolve mais parcelas em relação a estar fora dele. Conforme equacionamento (6.17), são três<sup>15</sup>: garantia física valorada ao Preço das Liquidações das Diferenças, energia alocada à Tarifa de Energia de Otimização e energia secundária valorada pela diferença entre PLD (Preço da Liquidação das Diferenças) e TEO (Tarifa de Energia de Otimização). Os próximos três cenários

<sup>15</sup>Três parcelas de receita pois não está sendo considerada a venda contratual de energia com terceiros, ou seja, toda a receita é contabilizada pela Câmara de Comercialização de Energia e liquidada pelo banco gestor associado. Caso existissem vendas, esse montante seria abatido da garantia física e valorado ao Preço Contratual firmado livremente entre as partes; também seria necessário apurar possíveis penalidades por falta de lastro de energia.

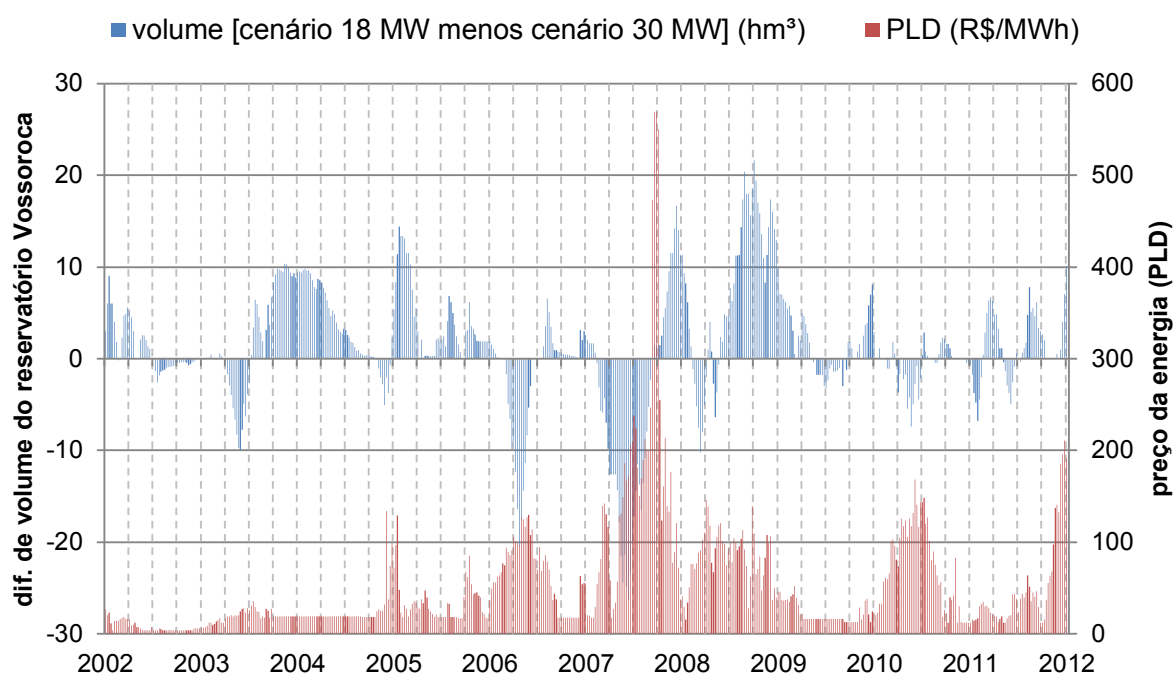


Figura 6.29: Diferença do volume do reservatório Vossoroca entre dois cenários de otimização.

Tabela 6.4: Receita média anual para vários cenários de otimização

Potência instalada (MW)	Energia gerada (MW médio)	Receita anual média (R\$ mil)	Acréscimo na receita anual média (R\$ mil)
18	15,25	9.981	-
19	15,57	10.343	362
20	15,87	10.671	327
21	16,13	10.947	276
22	16,35	11.175	227
23	16,50	11.369	194
24	16,66	11.580	210
25	16,82	11.754	174
26	16,96	11.921	166
27	17,10	12.076	155
28	17,24	12.222	145
29	17,36	12.366	143
30	17,50	12.525	159

apresentados diferem na maneira em que o certificado de garantia física anual é distribuído ao longo dos meses do ano.

### Cenário C1 - Sazonalização Constante

As parcelas estão representadas na figura 6.30, considerando que a garantia física anual da usina não foi distribuída ao longo dos meses pelo proprietário, ou seja, a sazonalização é realizada de forma constante pelo sistema eletrônico de contabilização; observa-se que a receita mais significativa é a da garantia física, representada pelo eixo vertical direito. Ela é 38 vezes maior que receita obtida pela energia alocada e 94 vezes maior que a fornecida pela secundária, ambas representadas pelo eixo vertical esquerdo. A soma das receitas apresenta uma média de 158 mil reais semanais (61,73 R\$/MWh gerado) com um desvio padrão de 191 mil reais. A média de preços PLD corrigidos a uma taxa de desconto de 6% a.a. é de 68,90 R\$ por MWh gerado; o desempenho total das receitas, em R\$/MWh, está abaixo da média de PLDs porque a série destes preços é muito volátil<sup>16</sup> e a geração possível não é constante.

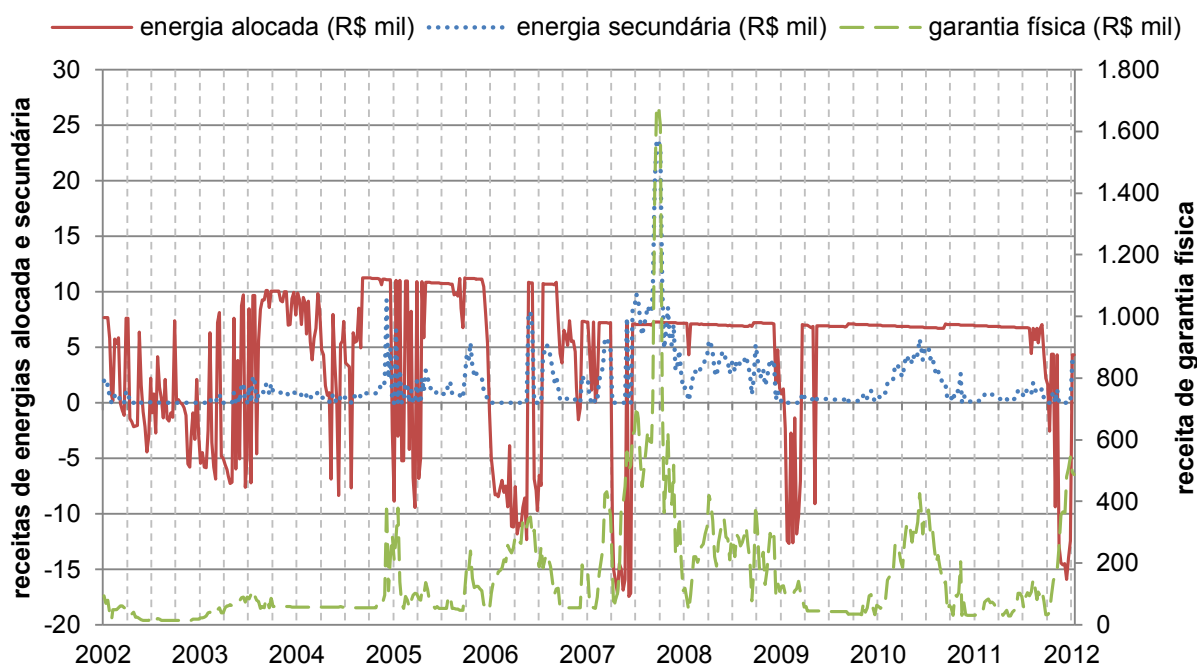


Figura 6.30: Receitas com usina no MRE e sazonalização constante (R\$ mil).

A parcela energia alocada é a diferença entre a geração produzida pela usina com sua garantia física<sup>17</sup>. Observa-se na figura 6.31, eixo vertical esquerdo, que em agosto/2006 e em

<sup>16</sup>A volatilidade está relacionada com as altas variações de amplitude do preço em curtos períodos de tempo, sendo uma medida de risco econômico.

<sup>17</sup>A garantia física está relacionada aos certificados de garantia explicados no capítulo 3.

agosto/2011 ela foi corrigida pelo bom histórico de geração, conforme regido na portaria no. 463/2009 do Ministério de Minas e Energia.

A geração da usina e a vazão natural estão representadas na figura 6.31, pelo eixo vertical esquerdo e direito respectivamente. Em conjunto com o volume do reservatório Vossoroca, representado pelo eixo vertical direito da figura 6.32, mostra nesse cenário que o otimizador procurou maximizar a receita mantendo a produção de energia máxima e constante quando possível. Isso porque:

- a parcela de receita mais significativa é a da garantia física valorada ao PLD,
- a garantia física é distribuída de forma constante ao longo do ano,
- quando a geração está abaixo da garantia física, há compra de energia alocada, e,
- quando a geração está acima do valor de garantia física, há compra de energia secundária à TEO (energia mais barata) e, há venda de energia alocada à TEO e energia secundária ao PLD.

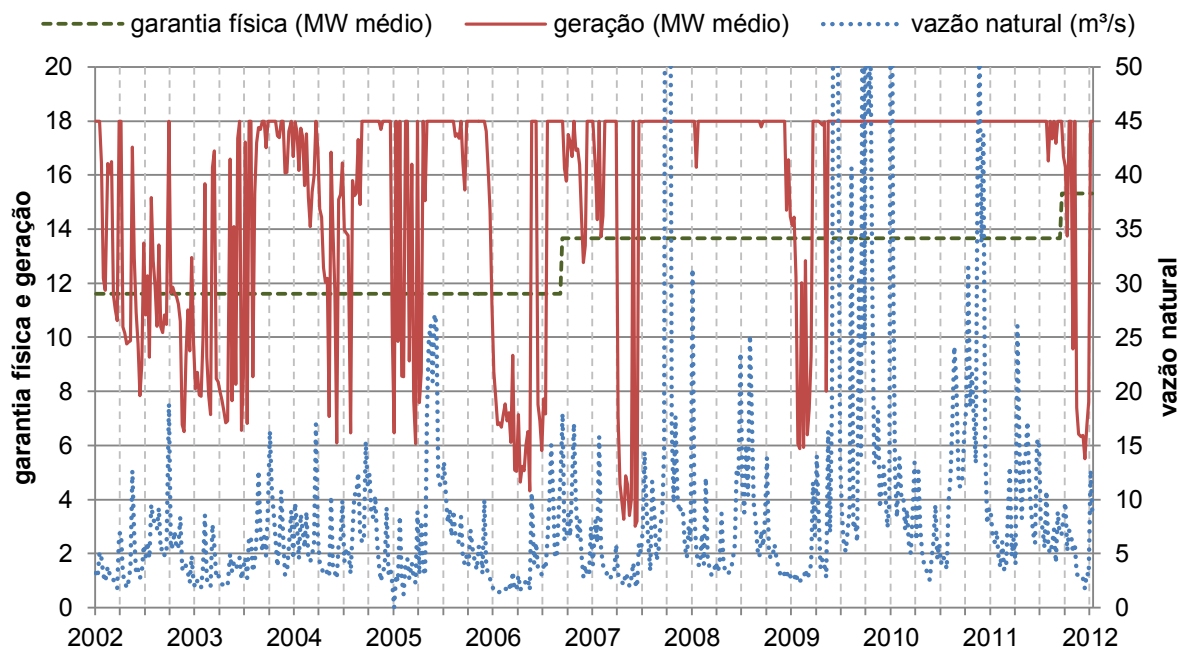


Figura 6.31: Desempenho de máxima receita: usina no MRE e sazonalização constante.

Ou seja, é mais vantajoso economicamente manter um valor de geração acima da garantia física, porém, acréscimos de produção além desse valor não são significativos no ano atual mas contribuem para uma revisão positiva da garantia física a longo prazo.

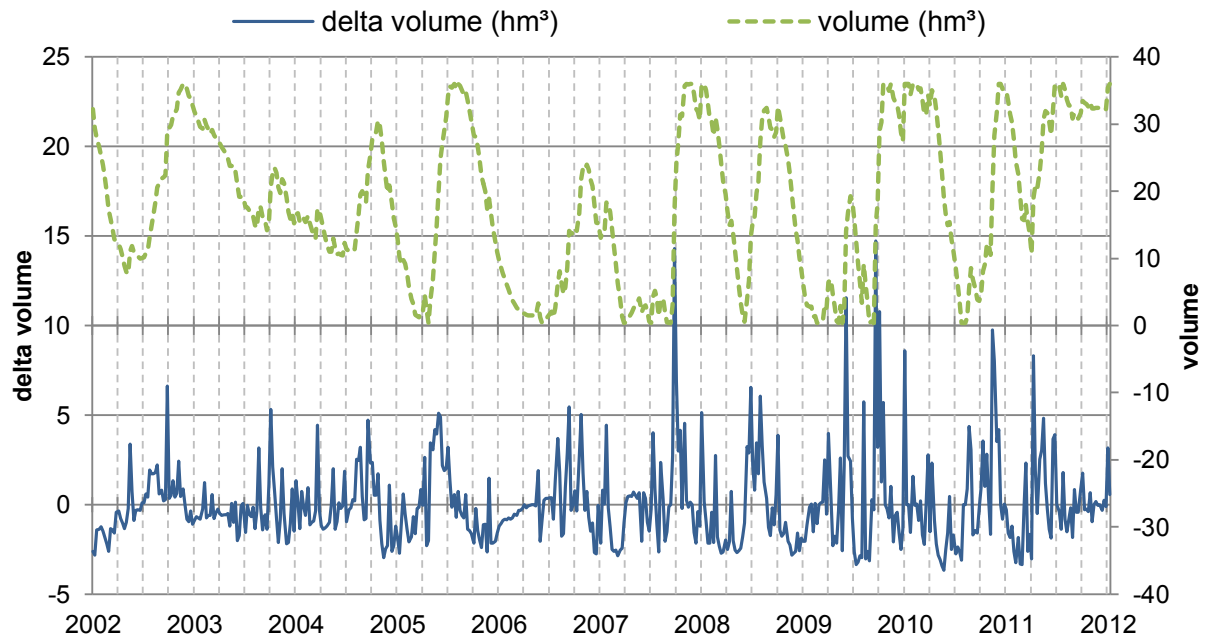


Figura 6.32: Volume do reservatório Vossoroca para usina no MRE.

### Cenário C2 - Sazonalização Ótima

A mesma consideração se aplica quando a garantia física é sazonalizada da melhor forma possível, *i.e.*, quando ela é distribuída anualmente ao longo dos meses de maior preço da energia, limitada pela potência da usina, apresentando um comportamento quase binário, conforme observado na figura 6.33. Em conjunto com a garantia física, está representada a geração no mesmo eixo vertical, que, subtraída uma da outra, é a energia alocada representada na figura 6.34, eixo vertical esquerdo.

Na figura 6.34, em meses que a garantia física é diferente de zero, a receita dessa energia é positiva e maior em relação ao cenário não sazonalizado. Nesse caso, sempre haverá compra representada pelos valores negativos da parcela de receita de energia alocada. Em períodos que a garantia física é nula, toda produção é vendida à TEO na parcela de energia alocada e à PLD como secundária.

Observa-se que o otimizador maximiza a receita, quando o cenário hidrológico permite, através da maximização de produção elétrica quando o preço é mais favorável, priorizando o aumento de vendas quando a garantia física é nula.

Novamente, a receita de garantia física, eixo vertical direito, é a mais significativa quando a usina participa do MRE. Nesse cenário é 56 vezes maior que a receita obtida com

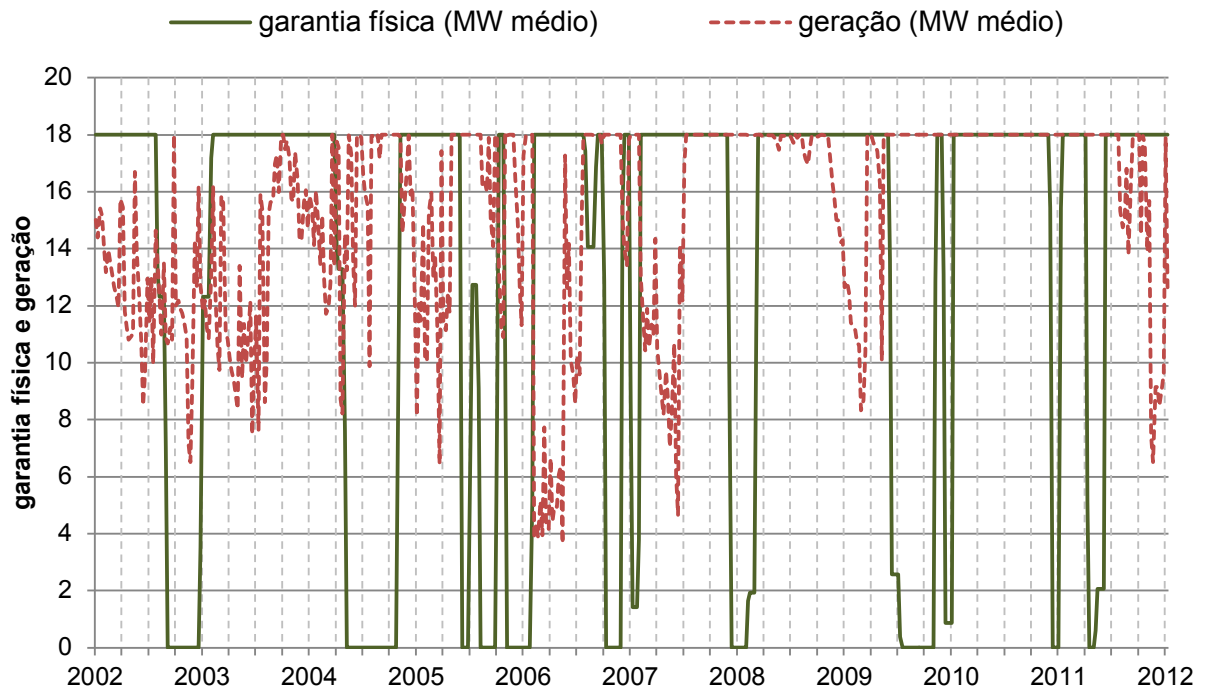


Figura 6.33: Desempenho de máxima receita: usina no MRE e sazonalização ótima.

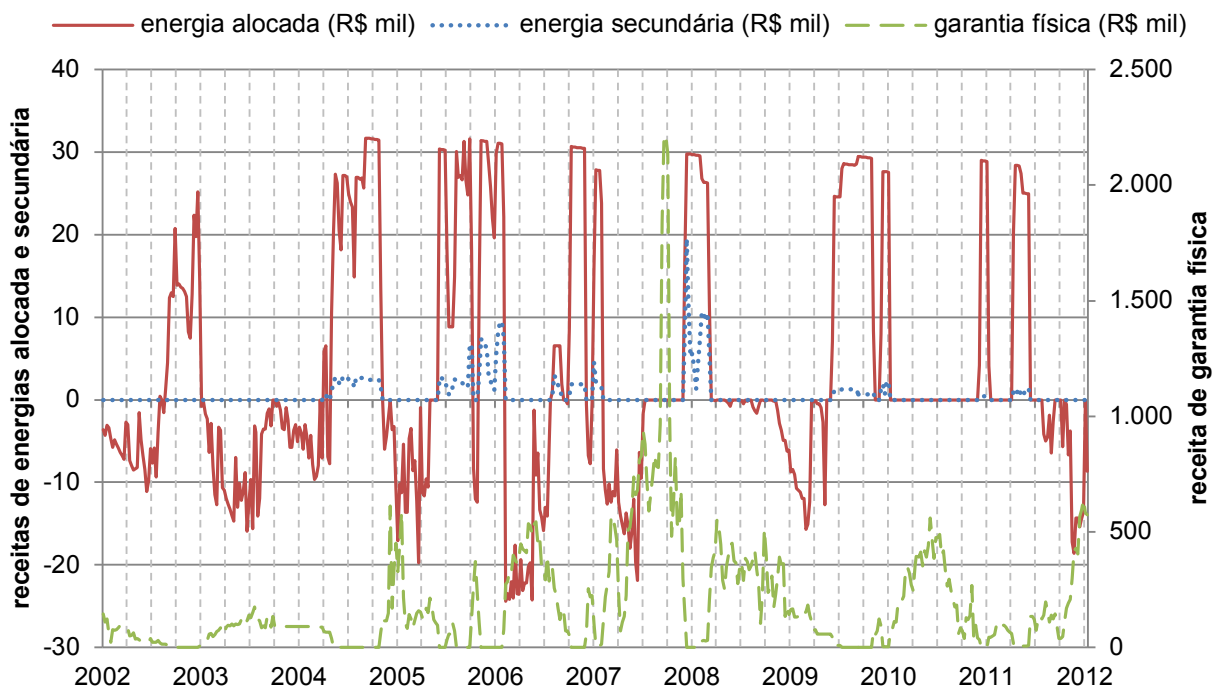


Figura 6.34: Receitas com usina no MRE e sazonalização ótima (R\$ mil).

energia alocada e 257 vezes maior quando comparada com a receita obtida com energia secundária, ambas representadas pelo eixo vertical esquerdo. A receita total é de 189 mil reais semanais (73,90 R\$/MWh gerado) com um desvio padrão de 253 mil reais.

### Cenário C3 - Sazonalização pela Média

A motivação desse cenário é simular uma única sazonalização para todos os anos subsidiada pelas médias mensais dos preços PLD do submercado sul entre maio/2002 à maio/2012, apresentadas na figura 6.35, devido à dificuldade real que existe, normalmente em dezembro de cada ano, de distribuir a garantia física anual ao longo dos meses do ano seguinte, uma vez que, após registrada no sistema eletrônico de contabilização, é quase impossível sua alteração<sup>18</sup>.

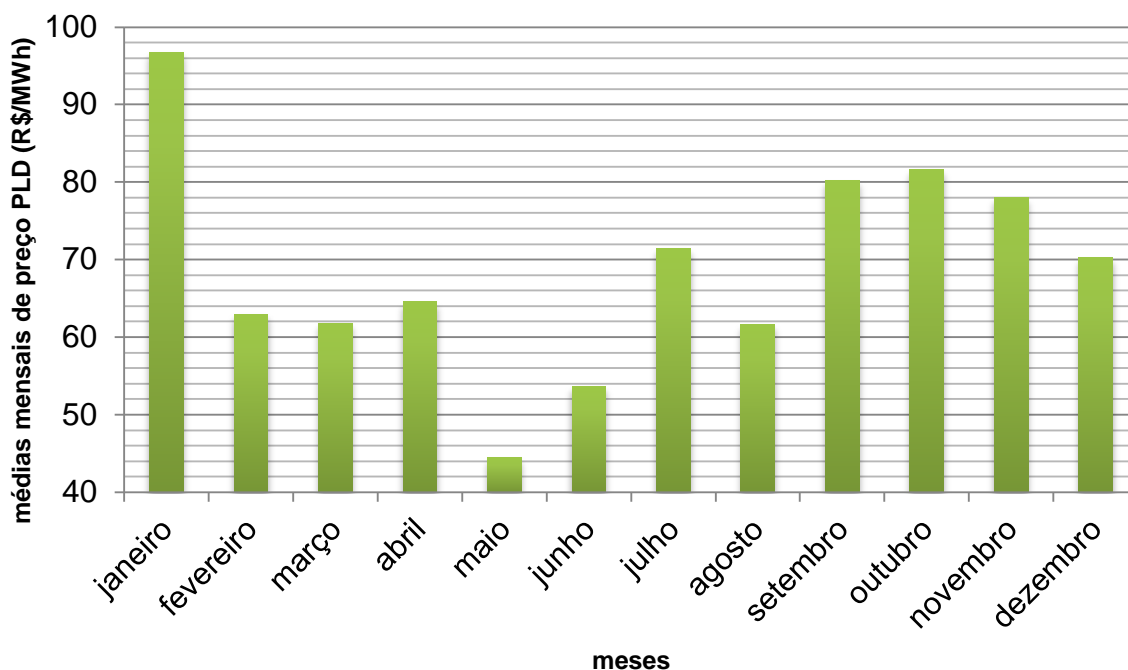


Figura 6.35: Médias mensais dos preços PLD sul corrigidos (R\$/MWh).

A prioridade da distribuição da GF anual (em MW médio) é alocar ao limite da potência da usina (em MW) nesta ordem de meses: janeiro, outubro, setembro, novembro, julho, dezembro, abril, fevereiro, março, agosto, junho e maio.

As mesmas considerações apresentadas nos dois últimos cenários, considerando a usina dentro do Mecanismo de Realocação de Energia, se aplicam, conforme resultados econômicos apresentados na figura 6.36. A receita total é de 170 mil reais semanais (66,55 R\$/MWh

<sup>18</sup>A possibilidade de alteração da sazonalização da garantia física existe por meio do processo administrativo de *pedido de recontabilização* a ser protocolado na Câmara de Comercialização de Energia.



gerado) com um desvio padrão de 251 mil reais.

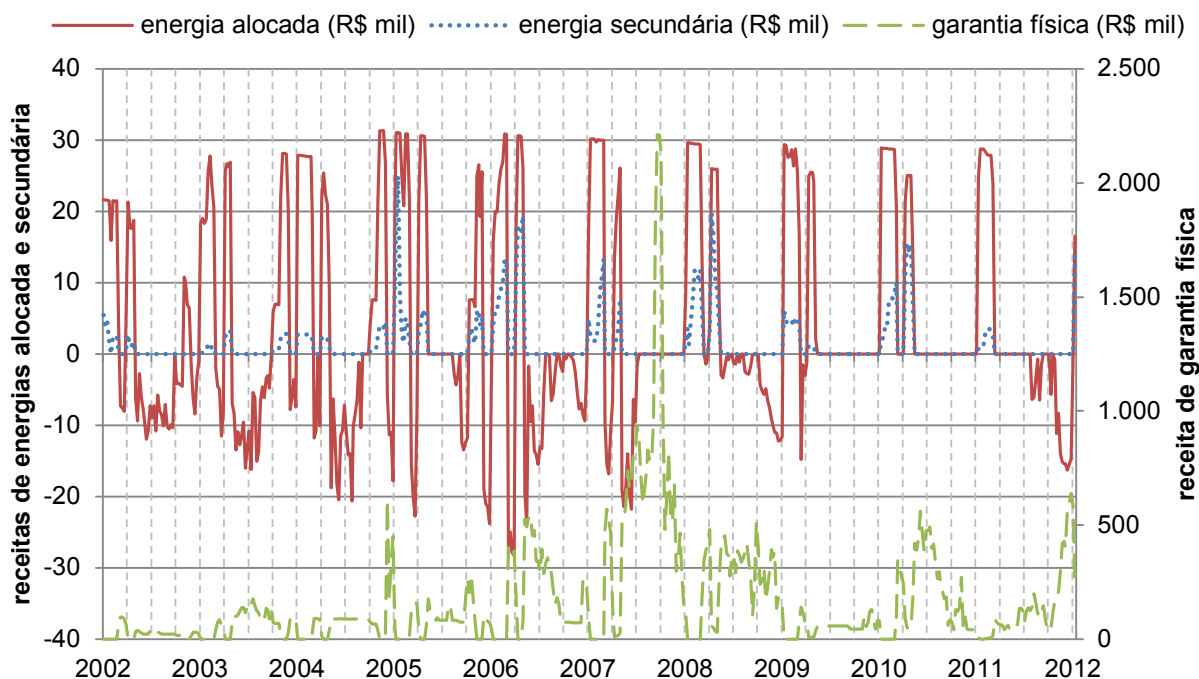


Figura 6.36: Receitas com usina no MRE e sazonalização pela média (R\$ mil).

A média de preços PLD corrigidos a uma taxa de desconto de 6% a.a. é de R\$ 68,90 por MWh gerado; o desempenho total das receitas, em R\$/MWh, está abaixo da média de PLDs porque a série destes preços é muito volátil, a geração realizada (montante de 15,23 MW médios) não é constante ao longo dos meses e, apesar da garantia física estar revisada<sup>19</sup> para o último ano em 15,33 MW médios, sua média total é de 13,23 MW médios.

Comparando com o cenário de sazonalização ótima, conforme diferenças apresentadas na figura 6.37 entre geração e garantia física deste em relação àquele cenário, resta evidente que quanto menor a GF alocada mensal, maior deverá ser a geração desse mês, devido a parcela de receita de energia secundária e vice-versa.

## 6.6 Considerações Gerais

A formulação apresentada considerando as regras de comercialização de energia vigentes apresenta ganhos de receita em relação ao processo convencional, que considera apenas a *maximização da produção elétrica*. Comparando, é possível verificar um aumento no fatu-

<sup>19</sup>A revisão da GF ocorre conforme portaria MME 463/2009: para empreendimentos acima de sessenta meses de operação comercial, a ANEEL notifica o MME quando a geração acumulada média de energia elétrica é inferior a noventa por cento ou superior a cento e dez por cento da garantia física de energia vigente.

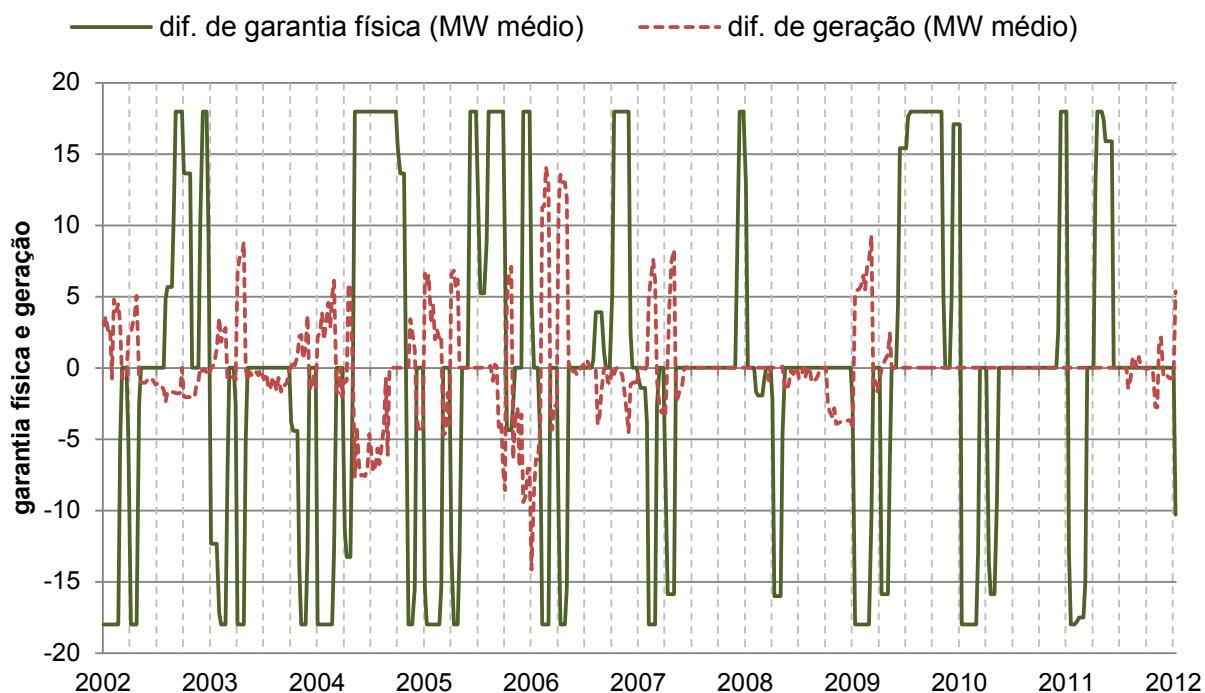


Figura 6.37: Diferenças entre cenários considerando usina no MRE.

ramento médio semanal em relação a esse cenário quando a função objetivo é *maximizar a receita*, conforme tabela 6.5, na qual  $\mu$  é a média e  $\sigma$  o desvio padrão da série de valores. Os cenários desta tabela são:

Tabela 6.5: Comparação dos cenários de otimização

Cenário	Receita semanal		Vazão turbinada		Vazão vertida		Volume final de Vossoroca (hm <sup>3</sup> )
	$\mu$ (R\$)	$\sigma$ (R\$)	$\mu$ (m <sup>3</sup> /s)	$\sigma$ (m <sup>3</sup> /s)	$\mu$ (m <sup>3</sup> /s)	$\sigma$ (m <sup>3</sup> /s)	
A	182.016,96	239.749,37	6,4237	1,3214	2,5281	9,3634	11,04
B	191.286,79	251.606,25	6,3528	1,8007	2,5286	9,4618	33,31
C1	157.924,27	191.141,87	6,3450	1,7821	2,5279	9,3634	35,99
C2	189.058,67	253.054,67	6,3452	1,5334	2,5276	9,3636	35,99
C3	170.245,55	250.971,07	6,3451	1,6248	2,5277	9,3634	35,99

- A - máxima geração hidroelétrica - a receita é simulada conforme regra operativa do reservatório Vossoroca, dada pelo otimizador, considerando a usina estando fora do MRE;
- B - máxima receita com usina fora do MRE;
- C1 - máxima receita com usina no MRE e sazonalização constante;
- C2 - máxima receita com usina dentro do MRE e distribuição dos montantes mensais de garantia física pelo maior preço mensal de energia elétrica;

- C3 - máxima receita com usina dentro do MRE e uma única maneira de distribuir os montantes mensais de garantia física conforme média de preços de energia elétrica.

Todos os valores monetários utilizados foram corrigidos considerando uma taxa de desconto de 6% ao ano com o intuito de corrigir as perdas inflacionárias do período.

O cenário de máximo turbinamento, ou seja, de maior produção de energia, é o A; observa-se que no fim do período de 10 anos, o reservatório de Vossoroca encontra-se mais vazio em relação aos outros casos. O que proporciona o maior benefício econômico é o B, com uma média das receitas com a produção de energia calculada em aproximadamente 191 mil reais por semana.

Esperava-se que o cenário de maior receita ocorresse quando a usina participa do Mecanismo de Realocação de Energia e sua sazonalização é ótima. Isso não ocorreu pois a garantia física inicial é subestimada quando comparada com a geração média verificada e sua atualização ocorre de forma insatisfatória devido critérios apresentados na tabela 3.3 e desempenho de produção inicial ruim comparado com o final do período de estudo.

Quando a usina participa do MRE, ou apresenta o pior resultado econômico, 158 mil reais no caso C1, ou o maior risco indicado pelo desvio padrão das receitas (caso C2). Apesar de não ser o objetivo inicial deste trabalho, procedimentos semelhantes foram realizados com dados de vazão entre 1982 a 1992 e 1992 a 2002 sempre apresentando uma receita média semanal maior quando a usina não participa do MRE. As diferenças de receitas semanais entre o cenário B com os cenários A, C1 e C2 podem ser observadas respectivamente nos gráficos das figuras 6.38, 6.39 e 6.40. Com a usina participando ou não do mecanismo de mitigação do risco hidrológico, observam-se grandes oscilações nas receitas explicadas pelas variações nos preços da energia elétrica.

Na prática, o caso C1 pode ser considerado como referência para o menor risco econômico mas apresenta o menor retorno. Desempenhos inferiores a esse cenário se explicam por uma má distribuição da garantia física (sazonalização), ao longo dos meses, no sistema de contabilização pelo gestor da usina. O caso C2 é o mais arriscado não só pela indicação do desvio padrão das receitas na tabela 6.5 como também pela impossibilidade de alteração da configuração de sazonalização conforme regras de comercialização vigentes. O caso C3 é intermediário entre C1 e C2. O cenário B, além de apresentar o maior retorno econômico, possibilita ao gestor da usina uma maior liberdade nas tomadas de decisões sobre a receita, por estar totalmente relacionada ao despacho de produção hidroelétrico (e não à garantia física).

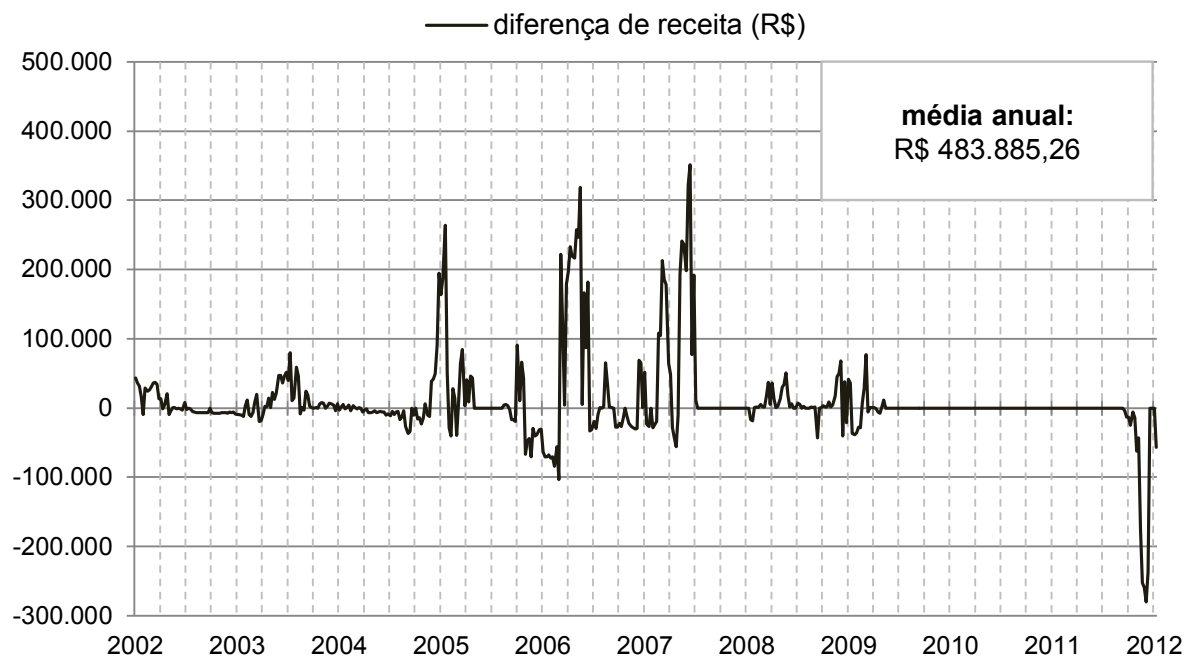


Figura 6.38: Diferenças de receitas semanais entre cenário B e cenário A.

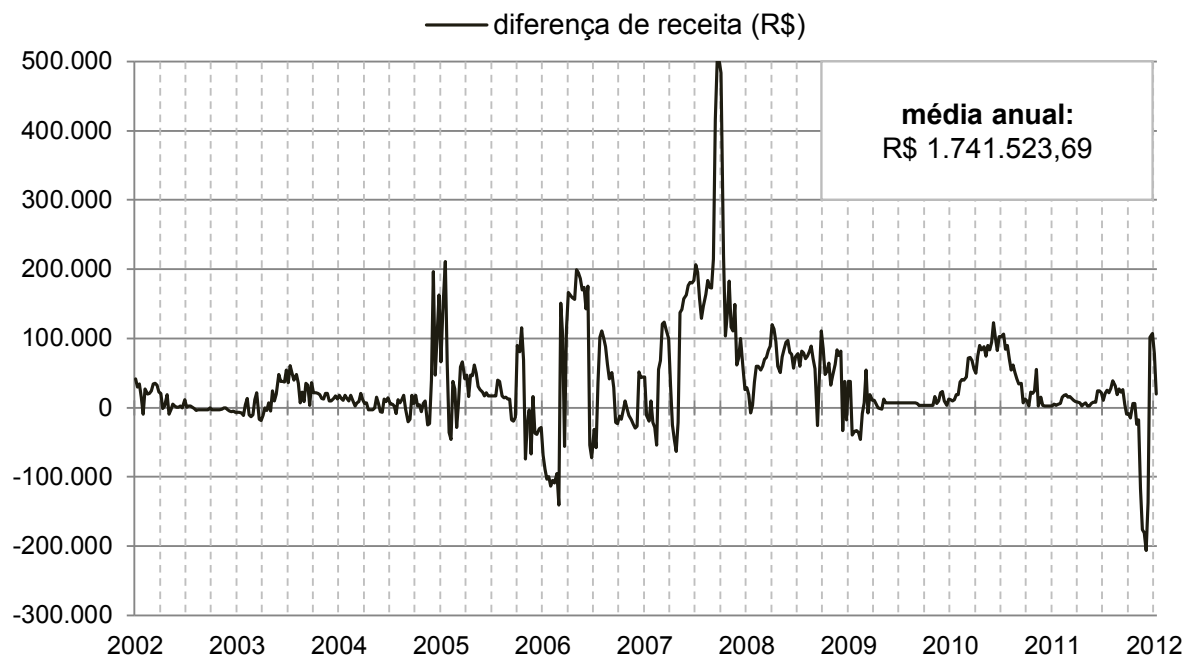


Figura 6.39: Diferenças de receitas semanais entre cenário B e cenário C1.

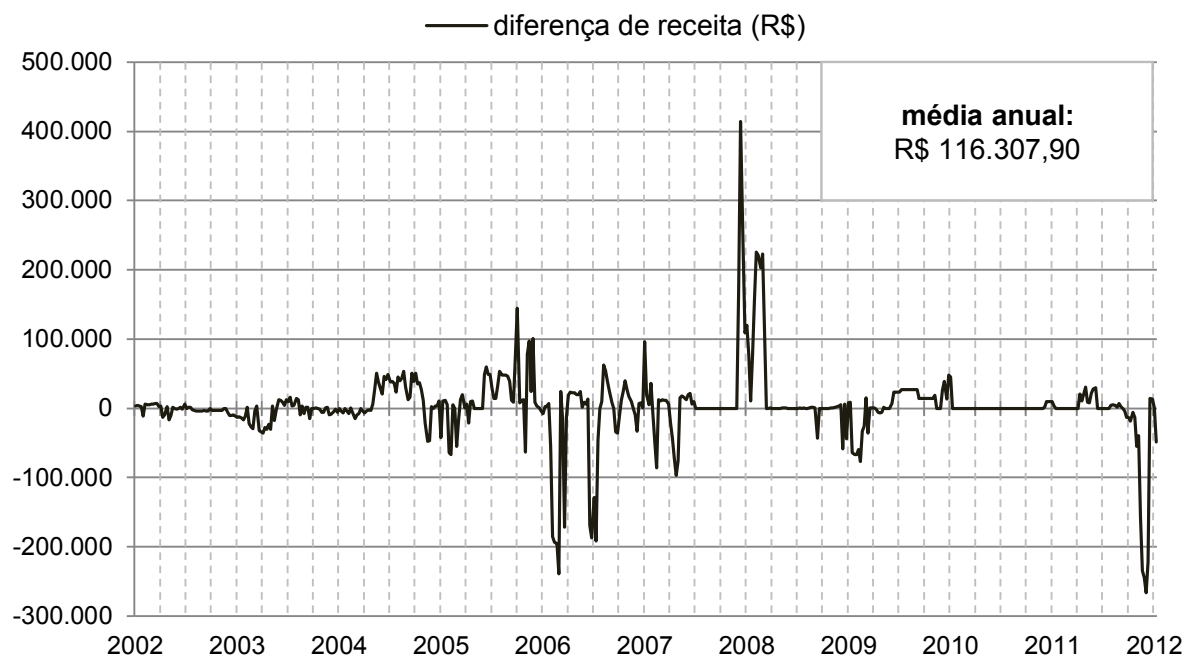


Figura 6.40: Diferenças de receitas semanais entre cenário B e cenário C2.

Em suma, um bom planejamento de recursos é relevante no lucro das empresas podendo auferir receitas que possivelmente pagam o investimento em algumas semanas.

## 7 Otimização da Usina Eólica com Usina Hidrelétrica

Neste capítulo será estudada uma usina eólica, primeiro de forma isolada, depois em conjunto com a PCH estudada no capítulo anterior. A receita será maximizada e o risco econômico associado minimizado através da venda de energia em contratos bilaterais. Uma meta de receita fixa é estipulada e os resultados são comparados em termos de venda regulada em leilões e em ambiente de livre negociação.

### 7.1 Sistema de Produção Eólico

A utilização de energia eólica remonta há milênios através de moinhos de ventos substituindo a força motriz animal nas atividades agrícolas para bombeamento de água e moagem de grãos.

A energia é extraída do vento, ar em movimento, gerado principalmente pelas diferenças de pressão devido a absorção heterogênea da radiação solar pelo globo terrestre, que causa gradientes térmicos na atmosfera. A energia cinética de uma massa de ar, a uma determinada velocidade, é dada pela equação (7.1):

$$E = \frac{1}{2} m v^2 \quad (7.1)$$

Na qual:

- E : energia cinética do vento (J);
- m : massa de ar (kg);
- v : velocidade do vento (m/s).

e a potência do ar fluindo por uma seção  $S$ , transversal ao fluxo, é proporcional ao cubo da velocidade do vento, conforme (7.2) (ANDREWS; JELLEY, 2007, p.104):

$$P = \frac{1}{2} \rho S v^3 \quad (7.2)$$

Na qual:

- P : potência do vento (W);
- $\rho$  : massa específica do ar ( $\text{kg/m}^3$ );
- S : área da seção transversal à direção do vento ( $\text{m}^2$ ).

O vento varia no intervalo de horas e dias, porém, tende a um regime diurno influenciado por fatores locais (microescala), regionais (mesoescala) e globais (macroescala). Ao longo de meses e anos, apresenta uma sazonalidade bem definida e, durante décadas, as variações são inferiores a 10% da média de longo prazo. Em altitudes até 100 metros, nota-se forte influência das condições de relevo, da rugosidade do terreno ( $Z_o$ ) e da estabilidade térmica vertical, conforme ilustrado na figura 7.1 (CAMARGO-SCHUBERT; LACTEC, 2007, p.10). A função de distribuição de probabilidade de Rayleigh (função de Weibull com fator de forma igual à 2) é normalmente utilizada em estudos preliminares de distribuição da velocidade do vento (CUSTÓDIO, 2009).

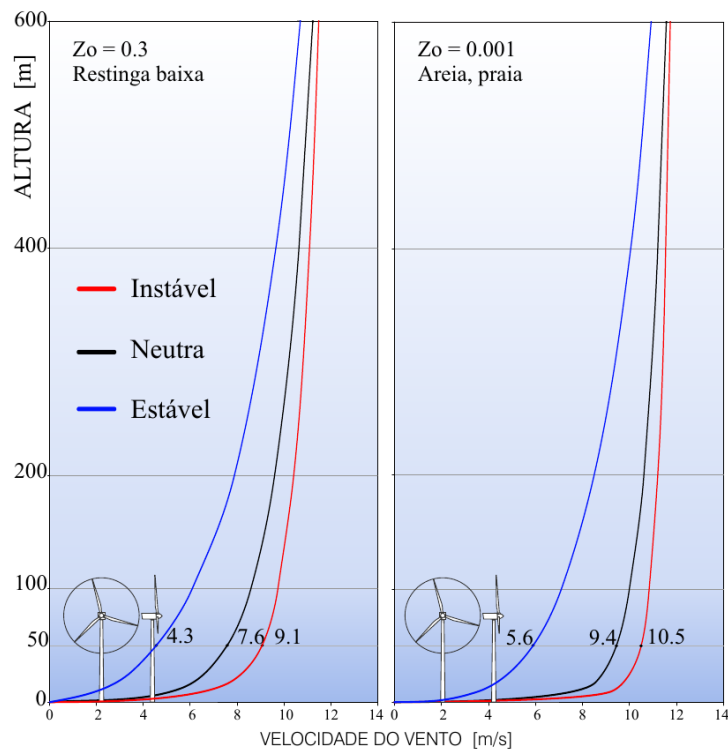


Figura 7.1: Influência da rugosidade do terreno e da estabilidade térmica na velocidade do vento  
Fonte: Camargo-Schubert e Lactec (2007)

As usinas eólicas modernas, utilizadas em sistemas elétricos de potência, têm menos

de um século de existência. Os principais tipos de aerogeradores são os de eixo vertical e os de eixo horizontal. As diferenças principais estão nos custos e na eficiência; as de eixo horizontal, figura 7.2, contém mecanismos mais complexos tais como a possibilidade de rotação de toda a estrutura superior ao longo do eixo da torre ou a rotação das pás ao longo de seu próprio eixo; portanto, apresentam maiores custos de implantação e manutenção, contudo são mais eficientes na extração de energia do vento. As de eixo vertical, figura 7.3, apesar de serem mais simples, apresentam uma relação custo/benefício pior (DUTRA, 2007).

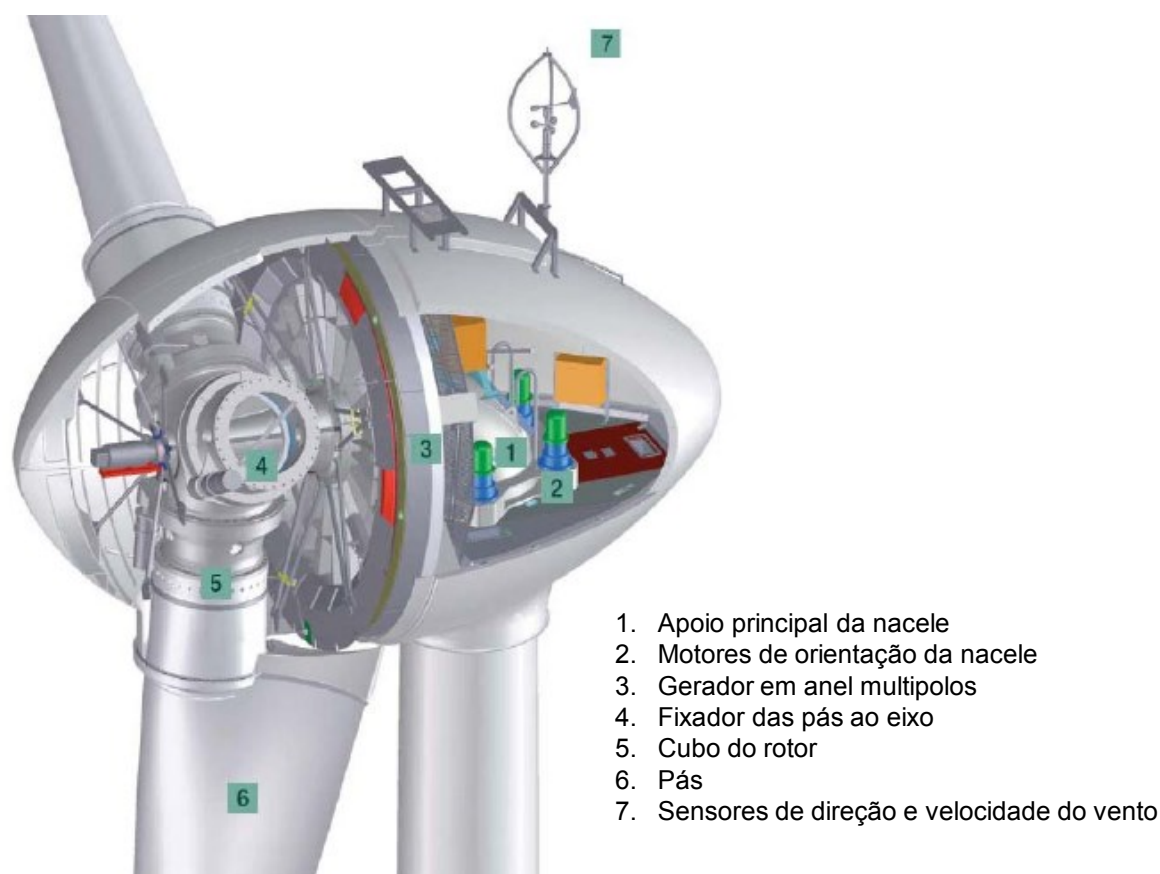


Figura 7.2: Vista do interior de uma turbina eólica horizontal Enercon  
 Fonte: Adaptado de Dutra (2007)

Na década de 1980, uma turbina eólica horizontal típica tinha um rotor de 10 metros de diâmetro com capacidade de 30 kW de potência. Em 2012, está sendo construída a maior turbina do mundo em termos de diâmetro de rotor, 154 metros, com potência de 6 MW. Quanto mais energia à ser extraída, maior é a área varrida pelas pás, menor é a velocidade angular, menor o ruído audível e menor a probabilidade de acidentes com aves (INOVAÇÃO..., 2013).

Quanto mais alta a torre, maiores serão as médias de velocidades do vento e mais energia estará disponível. Além da altura, a posição geográfica é estratégica na escolha do local a ser implantado uma usina eólica. No Brasil, a região nordeste é a mais privilegiada por





Figura 7.3: Turbina eólica de eixo vertical UGE

Fonte: <http://www.urbangreenenergy.com/>

apresentar uma vasta área com ventos mais fortes<sup>1</sup> (média anual acima de 7 m/s à 50 metros de altura). O potencial estimado eólico-elétrico instalável dessa região é de 75 GW, alto face ao potencial eólico do país de 142 GW (AMARANTE *et al.*, 2001).

Na prática, nem toda a potência, equação (7.2), pode ser convertida em energia elétrica. O físico Albert Betz demonstrou, em 1919, que o fator (coeficiente de potência  $CP$ ) máximo é 59,3% (16/27). Considerando um conjunto de pás em um tubo, representado na figura 7.4, na qual  $v_1$  representa a velocidade do vento na região anterior às pás,  $v$  no nível das pás e  $v_2$  após deixar as pás; que o rotor não oferece resistência e que o escoamento do fluido é ideal, i.e., estacionário<sup>2</sup>, incompressível<sup>3</sup>, irrotacional<sup>4</sup> e invíscido<sup>5</sup>; a extração mecânica ocorre com a redução de energia cinética implicando, conforme equação da continuidade (7.3),  $v_2 < v_1$  e  $S_2 > S_1$  (RAGHEB; RAGHEB, 2011).

$$\dot{m} = \frac{\partial m}{\partial t} = \rho S_1 v_1 = \rho S v = \rho S_2 v_2 = \text{constante} \quad (7.3)$$

<sup>1</sup> A região nordeste é próxima da linha do equador onde convergem os ventos alísios.

<sup>2</sup> No escoamento estacionário as grandezas que o caracterizam não variam com o tempo.

<sup>3</sup> No escoamento incompressível a densidade é constante.

<sup>4</sup> Escoamento irrotacional não possui velocidade angular, ou seja, não há vórtices e turbulência.

<sup>5</sup> Com a viscosidade sendo nula, não há perdas internas de energia devido à fricção e não há resistência à tensão de cisalhamento.

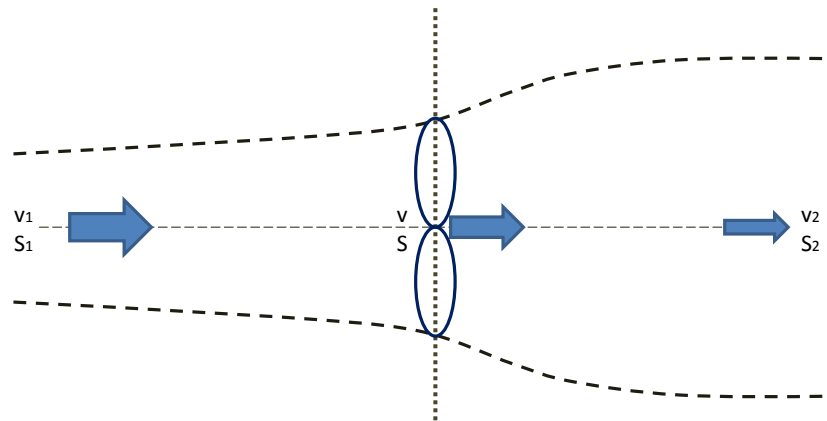


Figura 7.4: Representação de turbina eólica ideal

Fonte: Adaptado de Ragheb e Ragheb (2011)

Na qual:

-  $v$  : velocidade da massa de ar (m/s).

A energia extraída do vento é a diferença entre a energia cinética montante e jusante; a potência é dada pela equação (7.4):

$$P_x = \frac{\partial E_x}{\partial t} = \frac{1}{2} \dot{m} (v_1^2 - v_2^2) \quad (7.4)$$

Na qual:

-  $P_x$  : potência extraída do vento (W);

-  $E_x$  : energia cinética extraída do vento (J).

Pelo teorema de Rankine-Froude, a relação entre as velocidades montante  $v_1$ , jusante  $v_2$  e na pá do rotor  $v$ , é dada por (7.5) (DUTRA, 2007, p.329):

$$v = \frac{v_1 + v_2}{2} \quad (7.5)$$

Rearranjando (7.4) com as equações (7.3) e (7.5), a potência extraída do vento é reescrita conforme (7.6), sendo proporcional ao cubo da velocidade do vento anterior às pás:

$$P_x = \frac{1}{2} \rho S v_1^3 CP \quad (7.6)$$

na qual  $CP$  é o coeficiente de potência dado pela equação (7.7), representado na figura 7.5:

$$CP = \frac{1}{2} (1 + b) (1 - b^2) \quad (7.7)$$

e  $b$  é o parâmetro de interferência dado pela relação  $v_2 / v_1$ . Observa-se que o ponto máximo ocorre em 59,3%, *i.e.*, quando  $v_2 = \frac{1}{3} v_1$ . Na prática, a geração eólica do Brasil no ano de 2012, 1,9 mil MW de potência instalada predominantemente no nordeste, apresentou um *fator de capacidade*, *i.e.*, a relação entre a capacidade instalada e aquilo que foi efetivamente produzido, de 33% (BAHNEMANN, 2013).

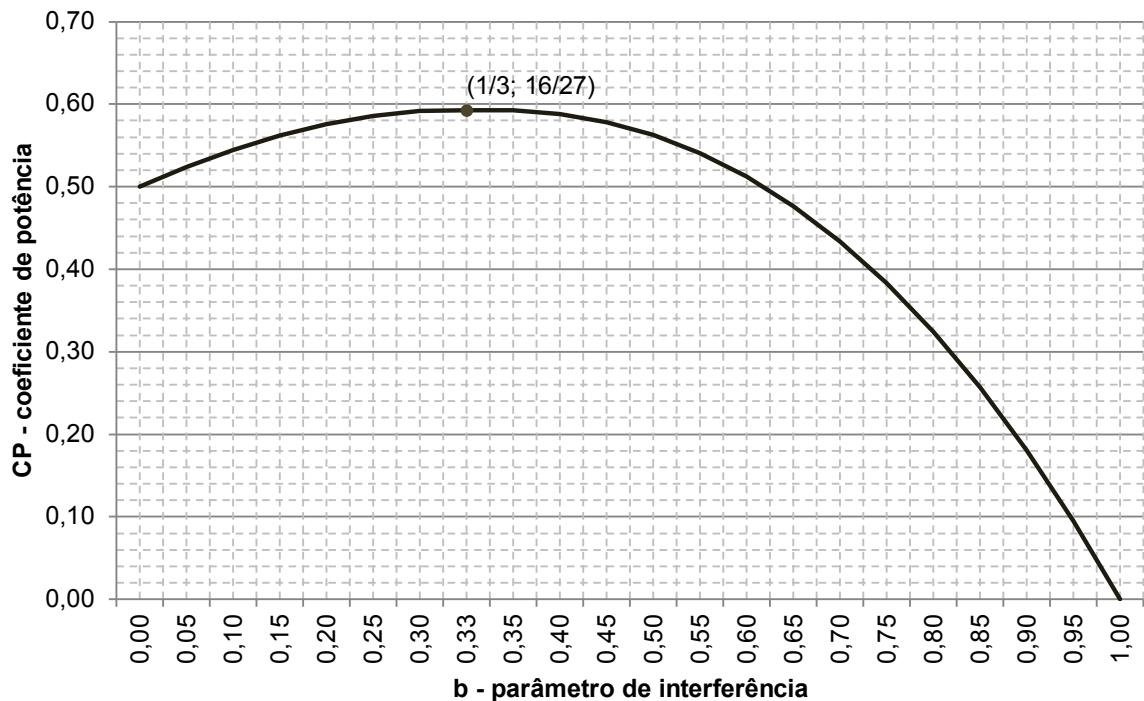


Figura 7.5: Distribuição de CP em função de b

Neste estudo, utiliza-se a série de medições de geração do parque eólico de Palmas, instalado em novembro de 1999 no município de Palmas, estado do Paraná, e pertencente à Copel. O parque é composto por 5 turbinas de eixo horizontal Enercom E-40 com potência de 0,5 MW cada. Cada torre tem 45 metros de altura com um rotor contendo 3 pás cujo diâmetro mede 40 metros. O fator de capacidade entre 2002 à 2012 é de 21,2%.

Com a usina eólica operando isoladamente, a receita do agente gerador é função da produção, que depende das velocidades do vento nas pás do rotor e sua eficiência em transformar energia cinética em elétrica.

Como não existe armazenamento de energia, não há controle do quanto produzir. A geração eólica é uma variável aleatória sem controle, não tendo o que otimizar a não ser melhorar a eficiência das máquinas. Contudo, quando é analisado o negócio, existe a possibilidade de maximizar o lucro, minimizando o risco, por meio da otimização do montante vendido em contratos.

O estudo é apresentado neste contexto; considera um histórico de gerações de 10 anos e as regras vigentes de comercialização de energia elétrica (CCEE, 2012b).

## 7.2 Formulação Matemática

Ao acrescentar contratos de venda no estudo, as parcelas de receitas a serem consideradas, são:

1. contratos vendidos;
2. liquidação das diferenças no curto prazo;
3. penalidade por falta de lastro de energia.

A parcela *contratos vendidos*, é firmada por relação bilateral entre agentes com preços e montantes de energia livremente negociados. Pelo fato da usina eólica ter a qualidade de ser especial, por razões legais, o agente comprador terá desconto na fatura de uso do sistema de distribuição ou transmissão, e, conseqüentemente, essa energia tem um valor superior em relação às oriundas de fontes convencionais tais como de grandes usinas hidráulicas e termelétricas. Tal desconto poderá ser perdido caso o agente gerador venda mais energia do que produziu (ou venda mais que sua garantia física mensal), conforme equacionamento (7.8):

$$rco_{(t)} = gco_{(t)}(pco_{(t)} - (1 - \frac{dc_{(t)}}{dm})pnd_{(t)}) \quad (7.8)$$

Na qual:

- ***rco*** : receita oriunda de contratos de energia elétrica vendidos (R\$);
- ***gco*** : montante de energia elétrica vendida (MWh);
- ***pco*** : preço da energia vendida em contratos (R\$/MWh);
- ***dc*** : desconto calculado a ser aplicado nas faturas de uso (%);
- ***dm*** : desconto máximo a ser aplicado nas faturas de uso (%);
- ***pnd*** : preço a ser abatido pelo não desconto integral (R\$/MWh).

O desconto máximo  $dm$  para as usinas estudadas é de 50%, ou seja, a venda dessa energia especial a um consumidor poderá lhe conceder um desconto na fatura de uso do sistema de distribuição<sup>6</sup> em até esse percentual. O desconto real é apurado mensalmente conforme equação (7.9). Quanto maior o desconto, menos será abatido do preço contratual ***pco*** da fatura de energia e maior será a receita ***rco***. O preço de abatimento ***pnd*** estima na base do consumo (em MWh), o benefício econômico adquirido pelo consumidor na fatura de uso do sistema (em MW), por comprar energia de fontes incentivadas.

$$dc_{(t)} = \frac{(1 - up_{(t)})(gfd_{(t)} dm)}{\max\{gco_{(t)}; gfd_{(t)}\}} \quad (7.9)$$

Na qual:

- ***up*** : variável binária de ultrapassagem ao limite de complementação;
- **max** : operador matemático que retorna o maior valor do conjunto;
- ***gfd*** : limite de energia considerado para fins de desconto do uso (MWh).

O ***gfd*** para usinas que não possuem garantia física publicada em ato regulatório será numericamente igual a geração mensal ou a média dos últimos 12 meses de gerações verificadas; fica o critério de opção a ser escolhido pelo agente no sistema eletrônico de contabilização da CCEE. Quando existe garantia física publicada, a ***gfd*** será esta.

O desconto calculado ***dc*** varia entre o máximo  $dm$  até 2/3 de  $dm$ ; quando virtualmente abaixo desse valor, torna-se nulo devido a variável lógica ***up***, calculada conforme equação (7.10):

---

<sup>6</sup>O consumidor é faturado pelo uso do sistema pela empresa de distribuição ao qual estão fisicamente conectadas suas instalações elétricas (em um nível de tensão até 230 kV).

$$up_{(t)} = \begin{cases} 1, & gco_{(t)} > 1,49 \, gfd_{(t)} \\ 0 & \end{cases} \quad (7.10)$$

Quanto mais energia é vendida acima do limite considerado **gfd**, menor será a parcela de receita contratual devido o abatimento do preço **pco**. Quando as vendas superarem 1,49 vezes esse valor<sup>7</sup>, o desconto calculado **dc** tornar-se-á nulo, e, **pco** terá o abatimento integral de **pnd**. Para ilustrar, a figura 7.6 apresenta o comportamento da equação (7.9) variando-se apenas o montante vendido.

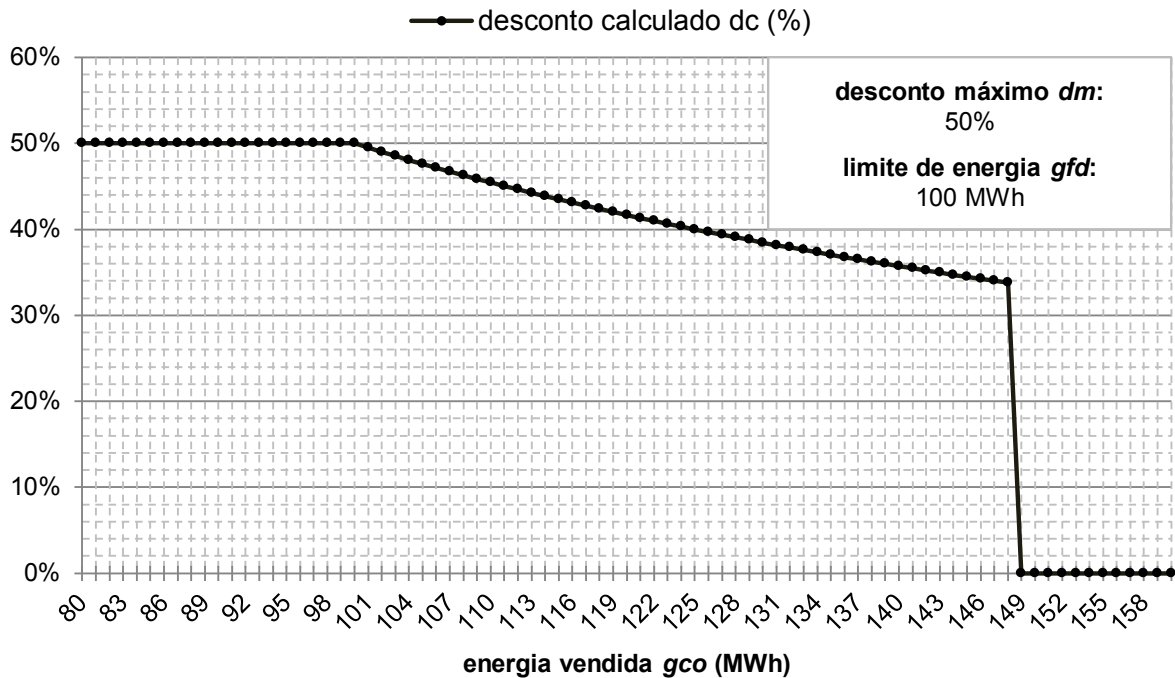


Figura 7.6: Desconto calculado do uso do sistema em função do nível de vendas contratuais

A segunda parcela, receita por *liquidação das diferenças no curto prazo* poderá ser positiva (vendas) ou negativa (compras), dada pela equação (7.11):

$$rcp_{(t)} = (ger_{(t)} - gco_{(t)}) pp_{(t)} \quad (7.11)$$

<sup>7</sup>O limite de 1,49 têm origem no artigo 26 da Lei 9.427/1996 que trata dos descontos dados às tarifas de uso dos sistemas elétricos de transmissão e de distribuição.

Na qual:

- **rcp** : receita obtida no mercado de curto prazo (R\$);
- **ger** : produção de energia elétrica (MWh);
- **pp** : preço da liquidação das diferenças (PLD) (R\$/MWh).

Com ou sem garantia física publicada, o agente gerador deve comprar ou vender energia no mercado de curto prazo em relação a *diferença* entre o montante produzido e vendido. Outra obrigação está representada na terceira parcela de receita, a *penalidade por falta de lastro de energia*, que será sempre negativa ou nula, conforme equacionamento (7.12):

$$rpe_{(t)} = \min\{gmd_{(t)}; 0\} \max\{pp_{(t)}; pvr_{(t)}\} \quad (7.12)$$

Na qual:

- **rpe** : receita de penalidade por falta de lastro de energia (R\$);
- **min** : operador matemático que retorna o menor valor do conjunto;
- **gmd** : média móvel 12 meses das diferenças entre recursos e requisitos (MWh);
- **pvr** : valor de referência (VR) (R\$/MWh).

O valor de referência **pvr** tem origem no Art. 34 do Decreto nº 5.163 de 2004 com o intuito de regular o repasse às tarifas dos consumidores finais. Ele é calculado pela ANEEL com base no valor médio de aquisição, pelas distribuidoras, nos leilões de compra de energia elétrica proveniente de novos empreendimentos de geração.

O vetor **gmd** é conhecido como *lastro de energia do agente* e tem origem no Art. 2º do Decreto nº 5.163 de 2004. Sua formulação é conforme (7.13):

$$gmd_{(t)} = \frac{\sum_{i=0}^{11} (gfl_{(t-i)} - gco_{(t-i)})}{12} \quad (7.13)$$

Na qual:

- **gfl** : limite de energia para cálculo do lastro (MWh).

O limite de energia considerado para cálculo do lastro será a geração mensal ou a garantia física, caso exista uma calculada para a usina e publicada no Diário Oficial da União (DOU). O **gfl** é o *recurso* que o agente possui para atender seus *requisitos*, como os contratos de venda de energia **gco**. Contratos de compra comporiam mais recursos ao agente, mas, neste

estudo, não são considerados.

A receita total é a soma das parcelas das receitas por contratos vendidos, pela liquidação das diferenças no curto prazo e possíveis penalidades por falta de lastro de energia, conforme (7.14):

$$rt_{(t)} = rco_{(t)} + rcp_{(t)} + rpe_{(t)} \quad (7.14)$$

Como não há controle da produção de energia elétrica, a otimização da receita total  $rt$  tem como decisão o montante a ser vendido em contratos bilaterais, conforme função objetivo apresentada em (7.15):

$$gco_* = \arg \max_{gco \in \mathbb{R}^n} \left[ \sum_{t=1}^n rt_{(t)} \right] \quad (7.15)$$

Na qual:

- $rt_{(t)}$  : receita total no instante de tempo  $t$  (R\$);
- $t$  : instante de tempo  $t$ ;
- $n$  : número de intervalos discretos de tempo do estudo.

Esse problema de otimização caracteriza-se por possuir *acoplamento temporal*: dependendo do volume de vendas em determinado mês, prejuízos econômicos podem ocorrer por vários períodos.

### 7.3 Análise dos Resultados

A maximização da receita, conforme equação (7.15), é apresentada em duas etapas: primeiro é analisado o desempenho econômico da usina eólica de maneira isolada, em dois cenários distintos: a usina possuindo ou não garantia física publicada, isto é, a consideração ou não da geração mensal na apuração do lastro de energia e no abatimento do preço contratual devido à perda, por parte do comprador, do desconto na fatura de uso do sistema de distribuição<sup>8</sup>. Os resultados são apresentados em cinco cenários distintos nomeados de A à E.

---

<sup>8</sup>O desconto na fatura de uso do sistema que o agente gerador paga não é afetado.



Em uma segunda etapa, a geração da PCH do estudo do capítulo 6 é incluída, e uma comparação de viabilidade econômica é realizada com os resultados do último leilão de energia nova ocorrido em dezembro de 2012. São desenvolvidos três cenários nomeados de F à H.

### 7.3.1 Premissas Adotadas

A série de gerações utilizadas compreende o mesmo período do estudo considerado no capítulo 6: 522 semanas entre 04/05/2002 à 04/05/2012. Para a eólica, esta série foi obtida do parque eólico de Palmas, pertencente à Copel, com alteração na escala por um fator de 7,2 com o objetivo de considerar o parque com a mesma potência instalada que a usina Chaminé possui, de 18 MW. Sua produção média é de 3,81 MW médios, resultando em um fator de capacidade<sup>9</sup> de 21,2%. Para a hidráulica, será considerado o resultado do cenário *Máxima receita com usina fora do MRE*, cuja média de gerações é 15,25 MW médios, resultando em um fator de capacidade de 84,7%. Conforme regras de comercialização vigentes (CCEE, 2012b), as séries são agregadas em médias mensais; quando uma média semanal está compreendida entre dois meses, esta é distribuída proporcionalmente ao número de dias.

Em relação às vendas contratuais **gco** e à garantia física (quando) considerada nos limites para desconto **gfd** e para lastro **gfl**, inclusos na função (7.15), foi adotada a hipótese simplificadora de manter uma distribuição uniforme para todos os meses. O montante mensal, em MWh, é calculado pela equação (7.16):

$$\text{montante\_mensal}_{(t)} = (\text{montante\_médio}) (\text{número\_de\_horas}_{(t)}) \quad (7.16)$$

Na qual:

- **montante\_mensal** : montante mensal de energia (MWh);
- **montante\_médio** : montante médio de energia (MW médio);
- **número\_de\_horas** : número horas do mês atual (h).

Como premissa, os preços **pco**, **pnd** e **pvr** são constantes ao longo de um ano conforme ocorre no mercado. O preço contratual foi calculado simulando toda a série de gerações eólicas liquidada no mercado de curto prazo ao preço PLD; o montante econômico em razão da produção total é 70,21 R\$/MWh, que, acrescido de **pnd**, estabeleceu **pco** em 105,21

<sup>9</sup>Fator de capacidade é a relação entre geração média e a potência, indicando o percentual de utilização da máquina.

R\$/MWh<sup>10</sup> para o ano de 2012. O **pnd** é um valor médio de mercado adotado como desconto que o consumidor obtém na fatura de uso ao comprar energia especial incentivada. Caso fosse adotada a série hidráulica, o valor seria de [74,28 + 35,00] R\$/MWh. Com esse valor de **pco**, é adotada a hipótese, com base na realidade, de ser mais vantajoso vender energia especial em contratos bilaterais, ao invés liquidar essa energia no curto prazo, uma vez que a média do preço PLD, variável **pp**, corrigida a uma taxa de desconto de 6% a.a., é de 68,90 R\$/MWh. A tabela 7.1 apresenta os preços adotados no estudo: **pco** e **pnd** foram corrigidos para os anos passados e os preços **pvr** e **pt** são os estabelecidos em resolução.

Tabela 7.1: Preços adotados no estudo com a usina eólica

<b>ano</b>	<b>pco</b> (R\$/MWh)	<b>pnd</b> (R\$/MWh)	<b>pvr</b> (R\$/MWh)	<b>pt</b> (R\$/MWh)
2002	58,74	19,55	52,13	4,00
2003	62,26	20,72	55,26	5,48
2004	66,00	21,96	58,58	5,79
2005	69,96	23,28	62,10	6,84
2006	74,16	24,68	69,98	7,25
2007	78,61	26,16	84,70	7,47
2008	83,33	27,73	139,44	7,77
2009	88,33	29,39	145,77	8,18
2010	93,63	31,15	145,41	8,51
2011	99,25	33,02	151,20	8,99
2012	<b>105,21</b>	<b>35,00</b>	161,94	9,58

### 7.3.2 Usina Eólica Isolada

#### Cenário A

Quando a usina eólica é considerada de maneira isolada, o otimizador maximiza a receita alterando-se o montante de vendas contratuais, resultando no valor negociado de energia de 3,54 MW médios, 7% abaixo da média produzida (3,81 MW médios). Simulando os resultados, as receitas **rco**, **rcp** e **rpe** são apresentadas na figura 7.7.

Observam-se pequenas variações nas receitas médias mensais por contratos (em verde, traço contínuo) devido as diferenças do número de horas de cada mês; as oscilações maiores, na faixa acima de 50 mil reais, são os abatimentos dados às faturas de energia devido à perda, pelo cliente, do desconto na fatura de uso do sistema. A parcela de receita por liquidação no mercado de curto prazo (em azul, traço duplo) se explica pelas grandes oscilações, em um espaço curto

<sup>10</sup>O preço contratual percebido pelo consumidor é maior, pois deve ser acrescido o tributo estadual ICMS (Imposto sobre Circulação de Mercadorias e Serviços) instituído pelo artigo 155 da Constituição da República Federativa do Brasil de 1988.

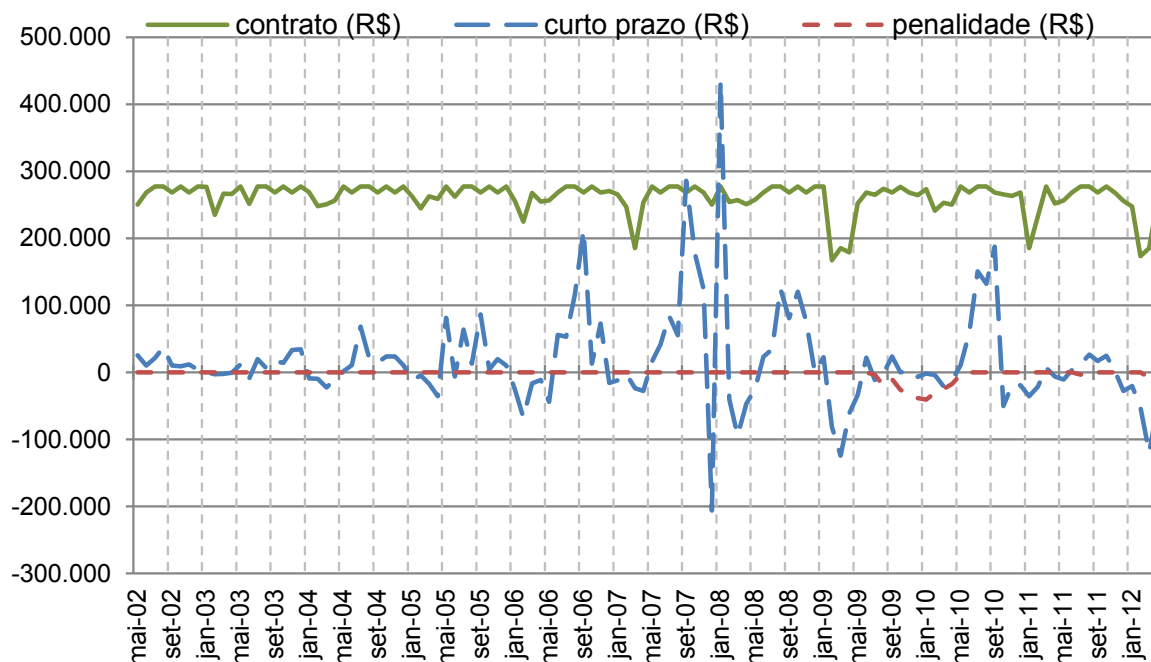


Figura 7.7: Receitas da usina eólica sem garantia física com vendas de 3,54 MW médios.

de tempo, ocorridas do preço PLD. A máxima receita não exige o agente gerador de pagar penalidades por falta de lastro: essas ocorrem em maior magnitude de julho/2009 à maio/2010, e menor em julho/2011 e nos dois últimos meses estudados, março e abril de 2012. A média das receitas totais mensais é 276 mil reais (99,35 R\$/MWh) com um desvio padrão de 88 mil reais. Observa-se que o preço PLD tem forte influência na receita do gerador.

## Cenário B

Quando existe uma garantia física (GF) para a usina, os limites de energia considerados no abatimento do preço contratual e na apuração das penalidades por falta de lastro de energia deixam de ser a geração mensal. Adota-se a GF, neste estudo, como sendo a média da série de gerações eólicas: 3,81 MW médios; a distribuição ao longo dos meses segue a formulação (7.16). Neste caso, a máxima receita ocorre quando se vendem contratos bilaterais no montante médio igual ao valor de garantia física. Isso porque, ao vender contratos acima desse patamar, a receita obtida no curto prazo e as penalidades obtidas por falta de lastro traz a receita total à um patamar inferior, apesar da média das receitas *rco* ser superior.

As receitas dessa condição estão representadas na figura 7.8. Observa-se que, ao vender contratos bilaterais em montante igual ao da garantia física considerada para a usina, nunca existirão perdas de receita por abatimento no preço dos contratos vendidos ou por penalidades

devido a falta de lastro de energia, pois o desconto da equação (7.9) será máximo e o resultado da equação (7.13) será nulo.

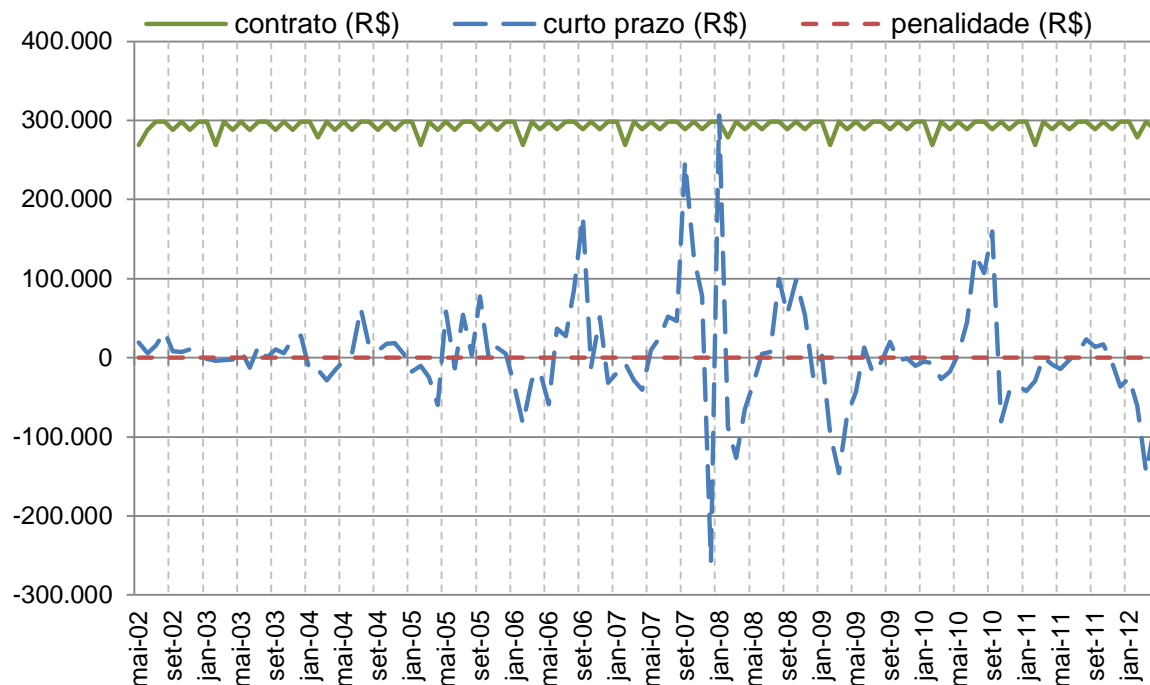


Figura 7.8: Receitas da usina eólica com vendas e GF de 3,81 MW médios.

Quando comparado com a situação anterior, é possível vender 0,27 MW médios a mais e obter uma receita superior com um risco menor: 296 mil reais (106,42 R\$/MWh) com um desvio padrão de 68 mil reais; mesmo com a garantia física sendo, na média, igual a produção de energia elétrica. O preço PLD tem forte influência nas oscilações da receita do gerador.

### Cenário C

Possuir um valor de garantia física publicada em ato regulatório pode ser muito vantajoso economicamente. No caso das usinas eólicas negociadas no último leilão de energia nova, a serem construídas no estado do Maranhão (ANEEL, 2012b), é possível calcular um fator de capacidade médio de 57%. Aplicando esse valor na potência instalada da eólica deste estudo, atribui-se um valor de vendas contratuais e de GF em 10,26 MW médios. Mesmo com uma produção (de 3,81 MW médios) 63% inferior a esse valor, é possível simular uma receita total média positiva de 466 mil reais (167,69 R\$/MWh), com um desvio padrão de 358 mil reais, conforme figura 7.9. Observa-se que apenas no último mês, e no período entre outubro/2007 à março/2008, ocorrem prejuízos, com destaque para janeiro/2008, justificado pelo alto preço PLD, de 502,45 R\$/MWh. A receita adicional advém dos desempenhos de produção (ou alo-

cação de garantia física) acima das vendas contratuais de outras usinas conectadas no Sistema Interligado Brasileiro (quando o preço PLD está abaixo do preço contratual considerado, o que ocorre com maior frequência conforme mostrado na figura 6.9).

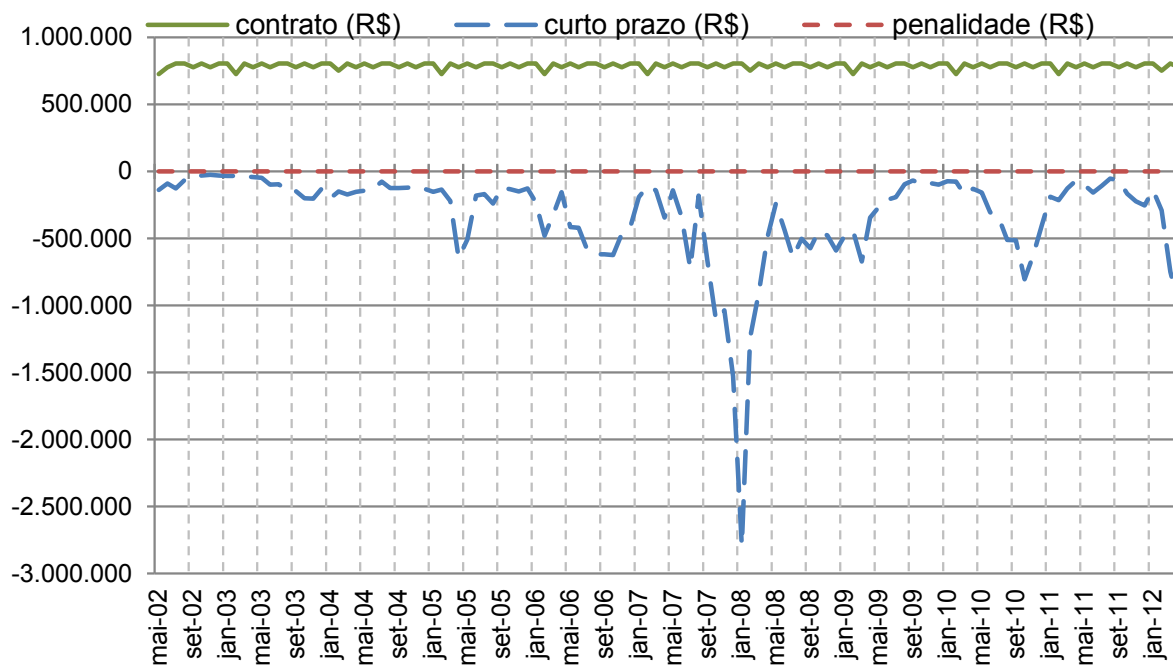


Figura 7.9: Receitas da usina eólica com vendas e GF de 10,26 MW médios.

### Cenário D

Caso não existisse garantia física publicada, vendas acima da produção acarretariam receitas contratuais menores e penalidades por falta de lastro de energia, conforme figura 7.10. O prejuízo médio seria de -452 mil reais (-162,40 R\$/MWh) com um desvio padrão de 622 mil reais.

### Cenário E

Supondo que existisse um Mecanismo de Realocação de Energia hidro-eólico e que esta usina participasse dele (com premissas do cenário C), o preço PLD,  $pp$  da equação (7.11), é substituído pela série  $pt$  (TEO), utilizada na equação (6.17), e o resultado é o melhor desempenho econômico simulado, conforme figura 7.11, cuja média de receitas totais mensais é de 743 mil reais (267,28 R\$/MWh) com um risco econômico baixo, representado pelo desvio padrão das receitas de 23 mil reais. A justificativa desse desempenho tem origem nas diminuições das receitas de outras usinas que participam do MRE e cujas produções mensais de energia

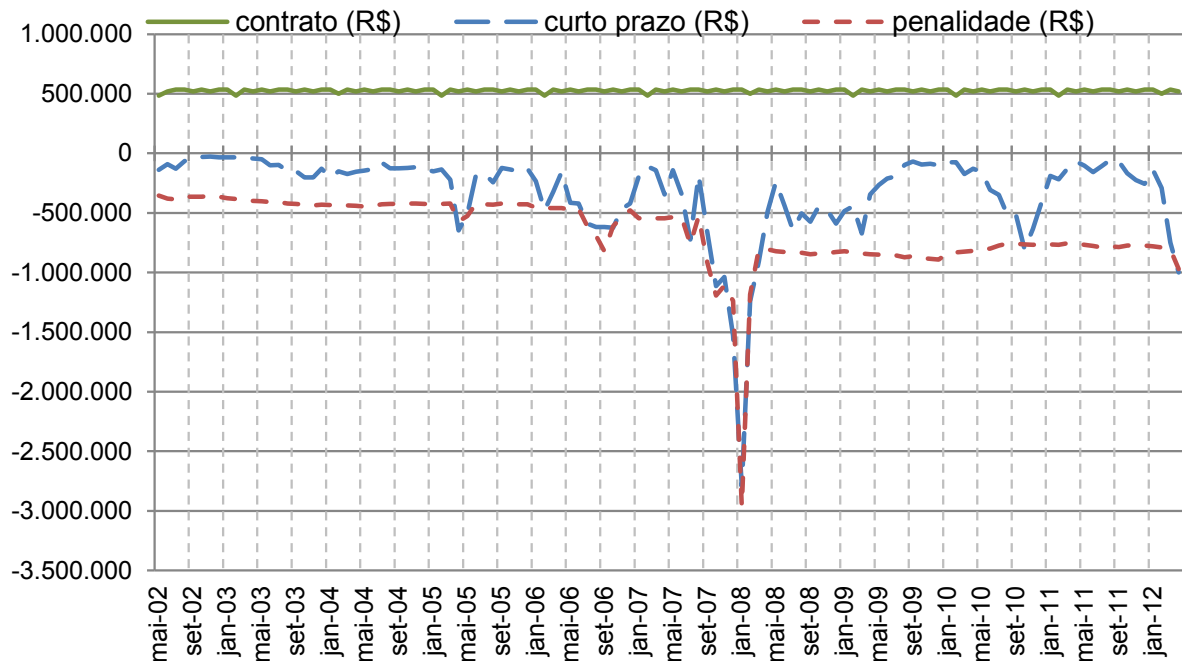


Figura 7.10: Receitas da usina eólica sem GF e com vendas de 10,26 MW médios.

elétrica estão acima de suas garantias físicas.

### 7.3.3 Usina Eólica e Pequena Central Hidrelétrica

Para esta próxima etapa, será estudada uma empresa de geração com uma matriz energética composta por uma usina eólica e uma PCH. Será analisado o comportamento de sua receita caso fosse ao mercado sem contar com o MRE e a garantia física, ou seja, com uma abordagem de vendas relacionadas diretamente ao montante efetivamente produzido.

#### Complementaridade das Fontes Eólica e Hidráulica

Com a inclusão da PCH à usina eólica ao estudo, é analisado<sup>11</sup> o suposto comportamento das fontes energéticas em termos de complementaridade no tempo (BELUCO; SOUZA; KRENZINGER, 2003) que existe naturalmente nos ventos e nas vazões, provocando uma estabilização na receita da empresa proprietária devido a operação sinérgica de ambas com vendas de energia a um preço constante. Neste intuito, os valores das gerações eólica realizada e hi-

<sup>11</sup>Uma análise mais detalhada de complementaridade entre fontes hidráulicas é apresentada em Damazio, Costa e Ghirardi (1997) na qual calculam-se coeficientes de correlação cruzada entre as séries e aplica-se um teste de significância estatística com base em um experimento de Monte Carlo.

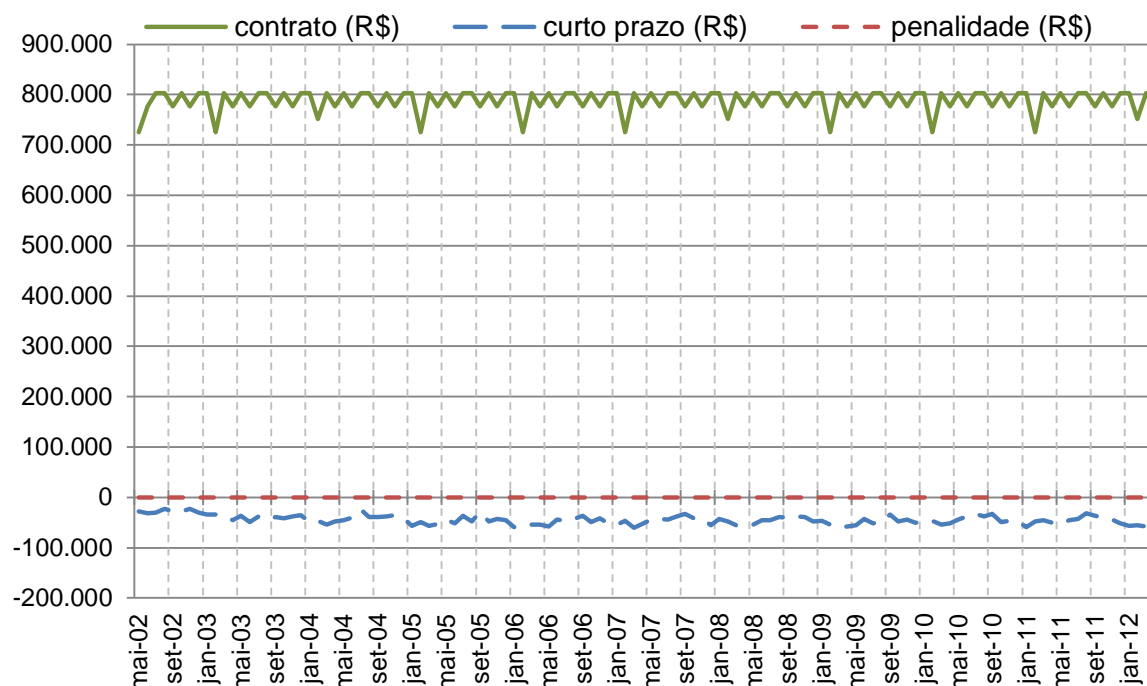


Figura 7.11: Receitas da eólica participando do MRE com vendas e GF de 10,26 MW médios.

dráulica simulada<sup>12</sup> são ajustados entre 0 e 100% cada e os coeficientes de variação (CV)<sup>13</sup> são comparados: da série eólica é de 57% e da vazão natural turbinada é de 36%. Aplicando um fator de 50% em cada série<sup>14</sup> e somando ambas, conforme apresentado no gráfico acumulado da figura 7.12, observam-se elevadas oscilações (o coeficiente de variação resultante é de 30%). Conclui-se que a complementariedade observada em 10 anos é insuficiente para estabilizar integralmente a geração e a suposição inicial de estabilização de receita é inválida; o risco econômico deverá ser minimizado por outro mecanismo: empréstimos financeiros.

Aproximando a relação entre benefício econômico e produção efetiva das usinas, a geração da PCH do cenário B (*Máxima receita com usina fora do MRE*) do capítulo 6 é incluída à energia eólica realizada, conforme gráfico acumulado representado na figura 7.13. A soma das energias é 19,06 MW médios, o que permite calcular um fator de capacidade de 53%, que é próximo à 57% obtido dos resultados das usinas eólicas leiloadas em dezembro/2012 (ANEEL, 2012b).

<sup>12</sup>Para a simulação da produção hidrelétrica, são consideradas vazões naturais realizadas (médias semanais) censuradas pelo engolimento máximo da turbina.

<sup>13</sup>O *coeficiente de variação* é uma medida de dispersão que mostra o quanto de variação percentual existe em relação ao valor esperado. É a relação entre o desvio padrão e a média dos valores.

<sup>14</sup>O fator de 50% aplicado em cada série foi calculado com base nas potências instaladas das usinas estudadas.

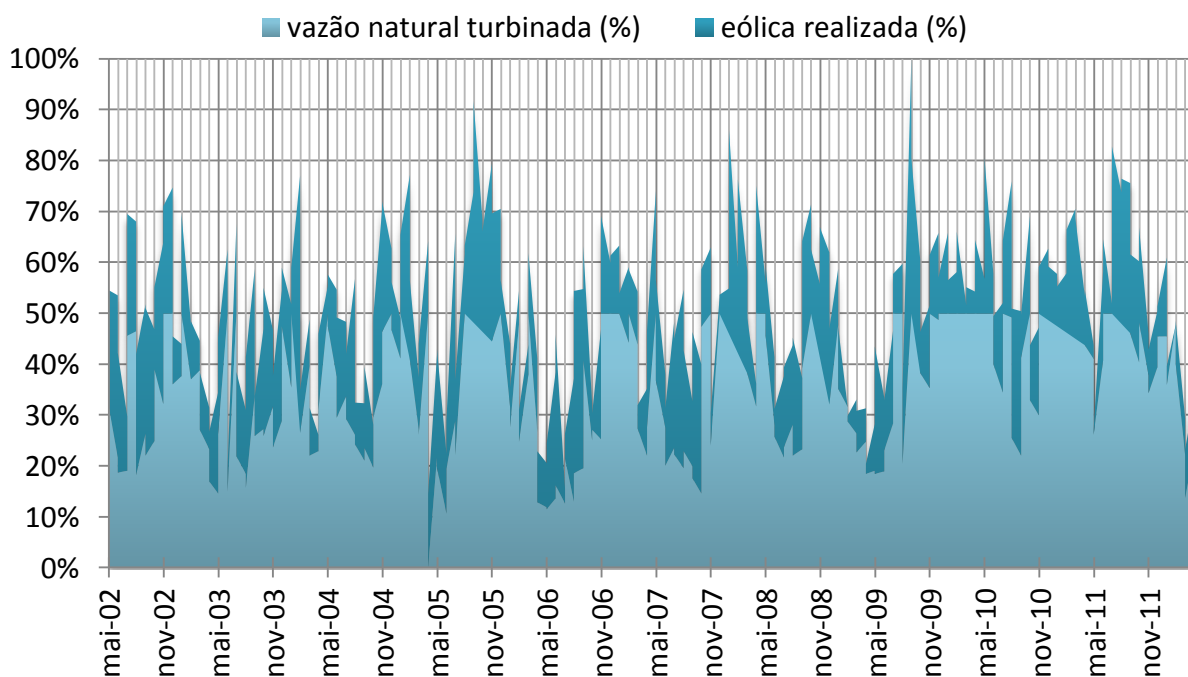


Figura 7.12: Complementaridade das fontes eólica e hidráulica estudadas.

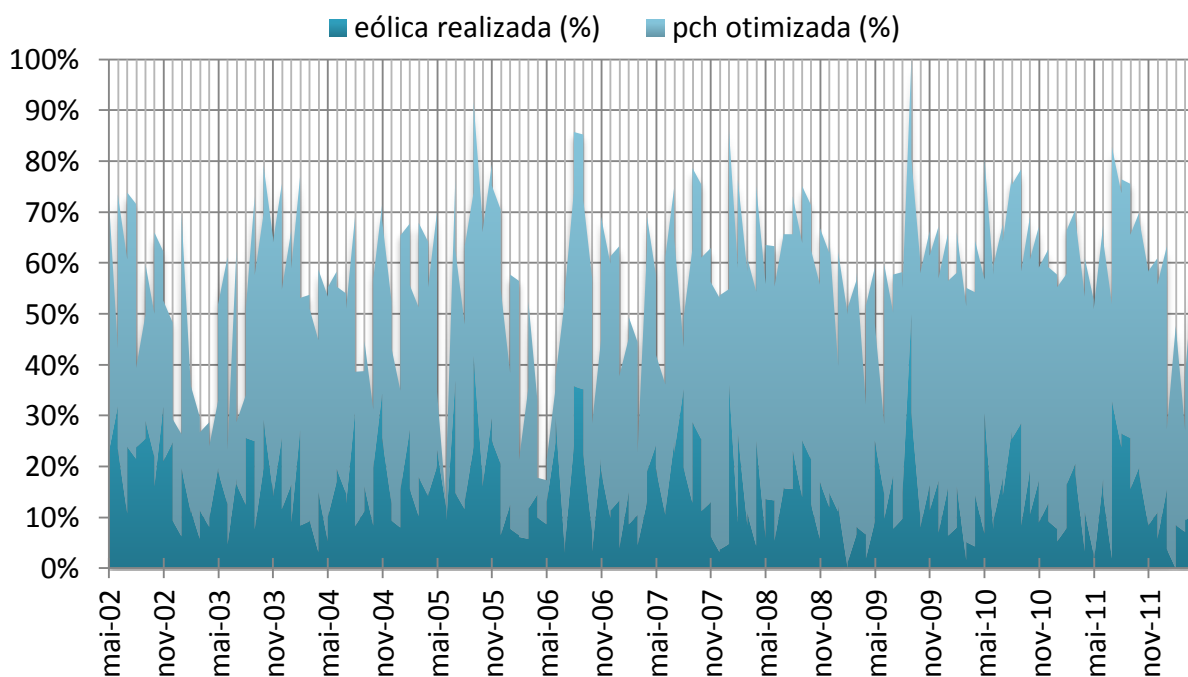


Figura 7.13: Série acumulada de gerações das usinas eólica e hidráulica.



## Cenário F

Com a possibilidade de armazenar energia, ao manter as vendas contratuais de 3,54 MW médios do cenário da usina eólica isolada, maximizar a receita das duas usinas utilizando o reservatório de Vossoroca traz como resultado a mesma decisão de geração apresentada na figura 7.13. Isso porque, a soma das produções é superior ao montante vendido, não ocorrendo abatimentos (nas vendas) e penalidades, conforme resultado econômico apresentado na figura 7.14: a decisão ocorre segundo o preço PLD<sup>15</sup>. Nesta situação, receita total é de 1.111 mil reais mensais (79,87 R\$/MWh) com um desvio padrão de 1.095 mil reais.

A partir de um certo nível contratual, a regra operativa do reservatório que maximiza a receita pode ser diferente do cenário adotado. Não é escopo desta dissertação, mas o resultado ótimo recomendável é obtido com o desenvolvimento da abordagem vetorial tratando *simultaneamente* os multi-objetivos: maximizar a receita decidindo as defluências do reservatório (e consequentemente a geração da PCH) e a quantidade vendida de energia em contratos.

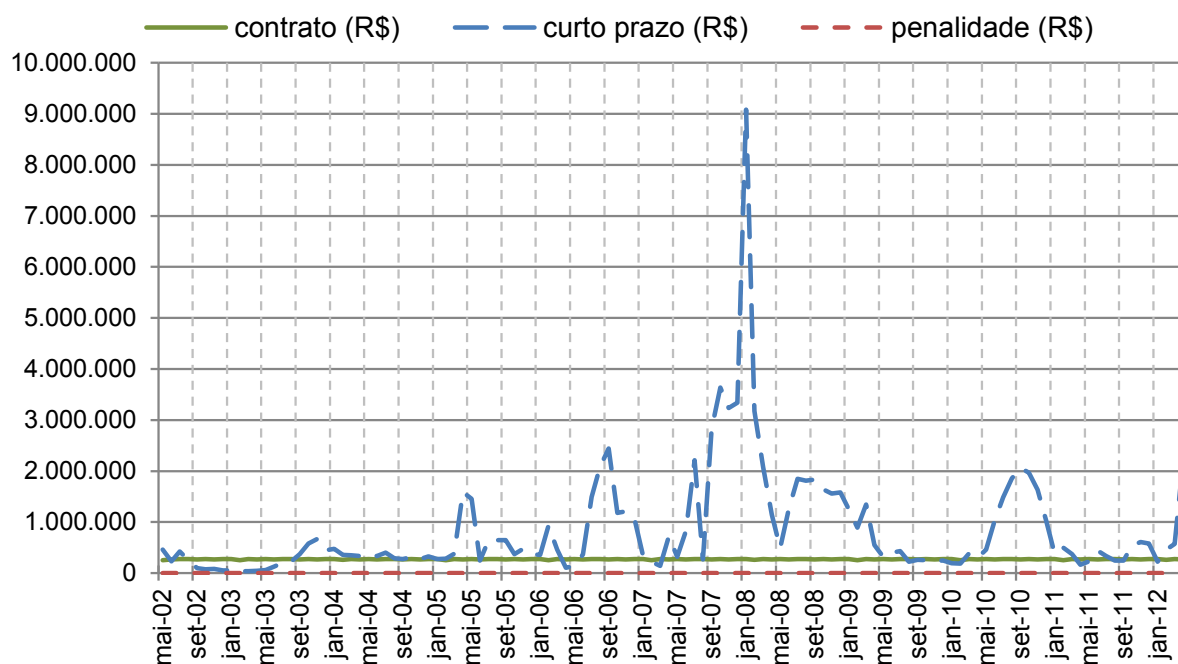


Figura 7.14: Receitas das usinas sem GF e com vendas de 3,54 MW médios.

<sup>15</sup>O preço PLD baixo é a justificativa para a parcela *curto prazo* apresentar valores próximos à 50 mil reais; e não a diferença energética entre total produzido e vendido.

### Cenário G

Mantendo a produção da usina hidráulica otimizada conforme o PLD, maximizar a receita alterando-se o montante de vendas em contratos bilaterais, conforme equação (7.15), resulta no valor negociado de energia de 17,40 MW médios, ou seja, 9% abaixo do montante médio produzido de ambas as usinas. O resultado econômico para essa situação está representado na figura 7.15. Observam-se perdas de receita por abatimento do preço contratual e penalidades por falta de lastro. A média da receita total é 1.411 mil reais (101,45 R\$/MWh) com um desvio padrão de 408 mil reais.

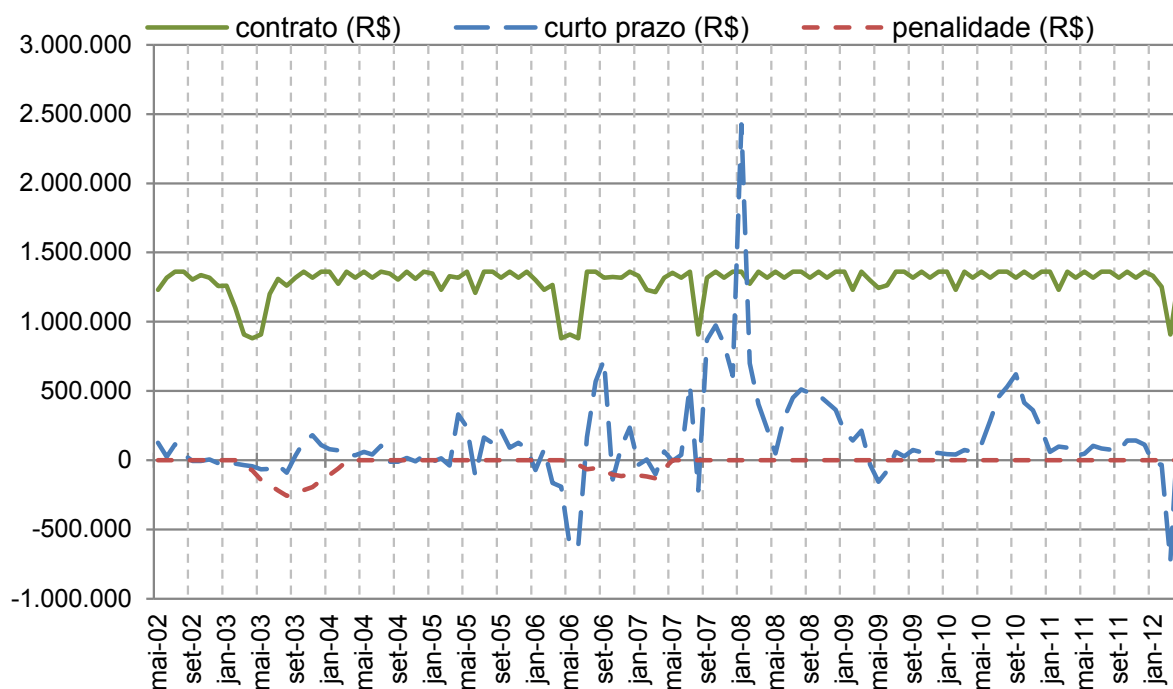


Figura 7.15: Receitas das usinas sem GF e com vendas de 17,40 MW médios.

### Cenário H

É possível estabilizar mais a receita diminuindo o desvio padrão ao mínimo de 374 mil reais com a venda de 20,03 MW médios em contratos. Todavia, aumentam-se as penalidades e a média da receita total diminui em 1.355 mil reais (97,39 R\$/MWh) conforme parcelas apresentadas na figura 7.16.

O resultado da receita total média (eixo horizontal) e de desvio padrão (eixo vertical) em função das vendas contratuais (quadrados dentro da área da figura) pode ser observado na figura 7.17.

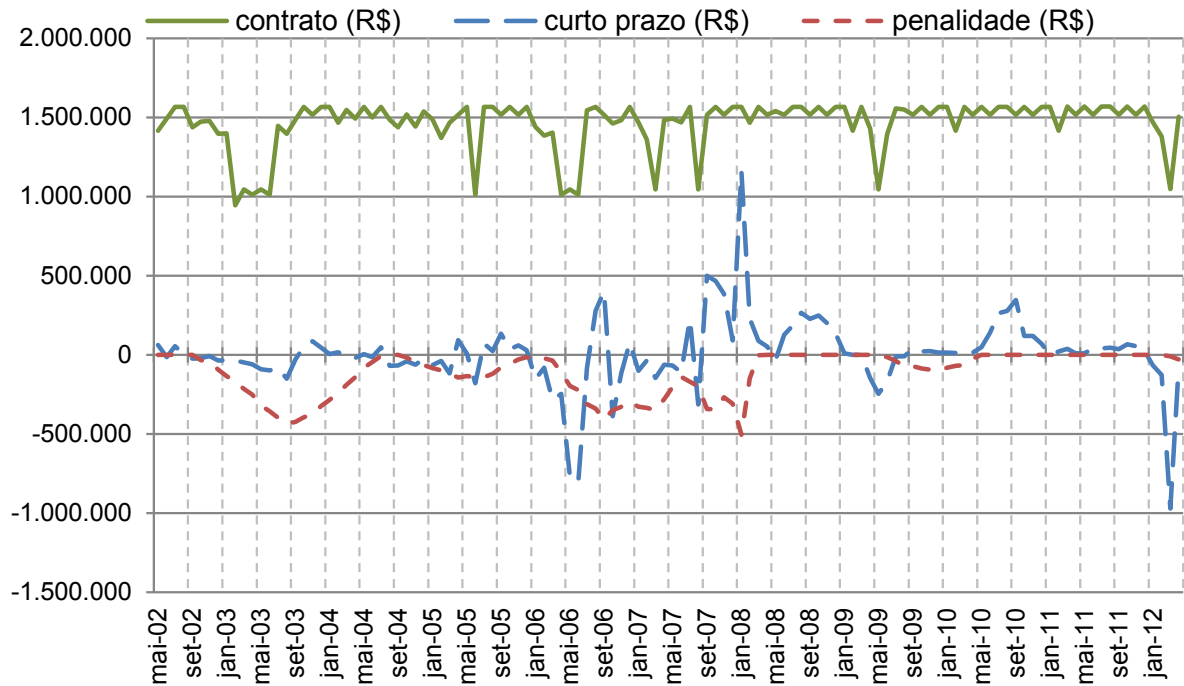


Figura 7.16: Receitas das usinas sem GF e com vendas de 20,03 MW médios.

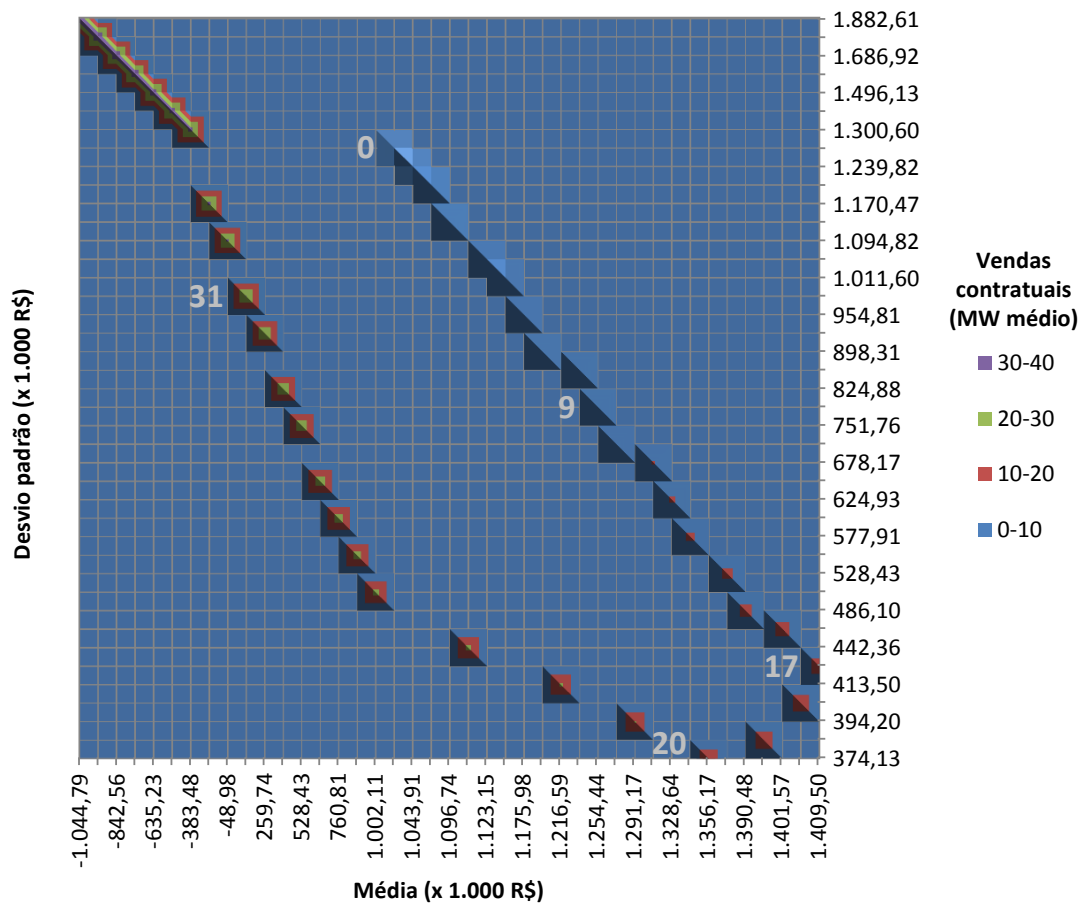


Figura 7.17: Média e desvio padrão da receita total em função das vendas contratuais.

Vender poucos contratos pode representar um risco maior que a venda em excesso, ou seja, acima do montante médio produzido. É o caso de vender contratos em 9,00 ou 21,57 MW médios: ambos retornam a mesma média mas, desvios padrões diferentes da receita. A partir de 20,03 MW médios, o desempenho econômico piora: a receita diminui e o desvio padrão aumenta. A fronteira eficiente (BLOOT, 2011, p.57), *i.e.*, o melhor conjunto de combinações risco e retorno pelo qual o investidor deverá decidir o nível de vendas encontra-se entre 17,40 e 20,03 MW médios.

### Despesa Fixa

Para mostrar uma visão empresarial, faz-se necessário não só a máxima receita, já apresentada no cenário G, como também os custos; para tanto são utilizadas as informações de *Receita Fixa* divulgadas nos resultados do 15º Leilão de Energia Nova (ANEEL, 2012b). Utilizando os dados divulgados das eólicas do Maranhão, pois estas apresentam os maiores custos fixos anuais, calcula-se um aporte mensal de 1.357 mil reais, pela equação (7.17):

$$rfe = \frac{\sum rfl}{\sum potl} \frac{pote}{12} = \frac{91.195.418,98}{201,60} \frac{36}{12} \quad (7.17)$$

Na qual:

- $rfe$  : necessidade de receita fixa considerada neste estudo (R\$/mês);
- $\sum rfl$  : soma das receitas fixas das usinas do leilão (R\$/ano);
- $\sum potl$  : soma das potências das usinas do leilão (MW);
- $pote$  : soma da potência eólica e da PCH deste estudo (MW).

Estão inclusos nessa necessidade de receita  $rfe$  (EPE, 2012):

"a receita requerida pelo investidor de forma a cobrir o custo total de implantação do empreendimento, incluindo os custos socioambientais, os juros durante a construção, e a remuneração do investimento, além de todos os custos fixos relativos à operação e manutenção da usina, tais como: o custo fixo de combustível associado ao nível de inflexibilidade operativa ("*take or pay*" e "*ship or pay*"), o custo de conexão à rede básica e tarifas de uso dos sistemas de transmissão e distribuição (TUST e TUSD), os custos pela adesão à CCEE e ao ONS conforme regulamentação pertinente, etc."

Conforme regras vigentes, a  $rfl$  do leilão é corrigida anualmente com base no índice

IPCA calculado pelo Instituto Brasileiro de Geografia e Estatística (IBGE). A receita fixa calculada é a *rfl* proporcionalizada pela potência instalada e convertida em base mensal. A *rfe* pode ser interpretada como uma *despesa fixa* ou uma exigência mínima de desempenho econômico imposta pelos acionistas da empresa. Ressalta-se que, o custo de combustível é nulo e a energia produzida das usinas eólicas leiloadas não pertencem aos investidores<sup>16</sup>.

A receita total, soma das parcelas da figura 7.15, subtraída da necessidade de aporte mensal *rfe*, forma uma conta corrente, apresentada na figura 7.18, eixo vertical direito. Quando a conta torna-se negativa, calcula-se um custo financeiro pelo empréstimo de capital. Para analisar com melhor detalhe as situações que envolvem financiamento (longo prazo) e necessidade de capital de curto prazo (empréstimo) é importante estabelecer o Custo Médio Ponderado de Capital (CMePC)<sup>17</sup>; este é fixado em 12% a.a. acima da taxa de 6% a.a. utilizada para correção monetária devido às perdas inflacionárias<sup>18</sup> (GITMAN, 2002, p.395).

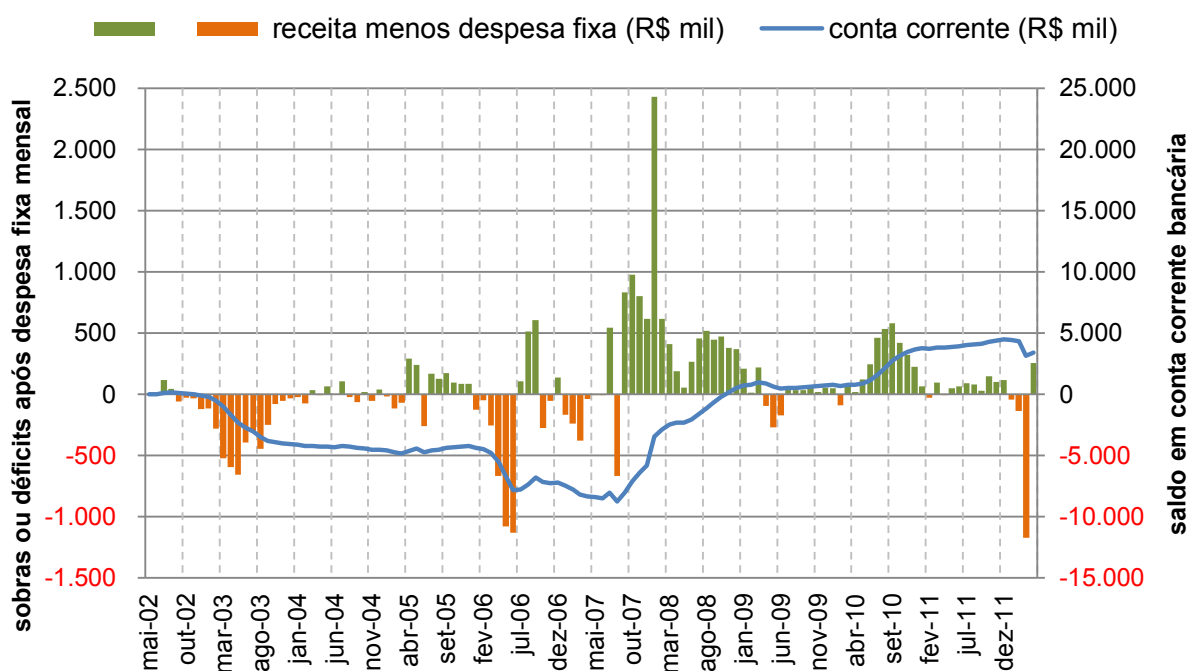


Figura 7.18: Fluxo de caixa considerando necessidade de receita fixa mensal (R\$ mil).

A taxa de desconto que faz o Valor Presente Líquido (VPL) das entrada e saídas de

<sup>16</sup>A modalidade de venda de energia das eólicas do referido leilão é por *disponibilidade* cuja geração pertence às distribuidoras compradoras e regras detalhadas em CCEE (2012b).

<sup>17</sup>O CMePC também é conhecido por WACC, do inglês *Weighted Average Cost Of Capital*.

<sup>18</sup>O custo financeiro real mínimo pelo empréstimo de capital entre maio/2002 à maio/2012 é estimado em 7% a.a., baseado na variação da inflação para o período, de 6,5% a.a. (IBGE, 2012) e das taxas SELIC de 14,5 a.a. (BRASIL, 2012), divulgada pelo Comitê de Política Monetária (COPOM), e CDI (Certificado de Depósito Interbancário) de 14,4 a.a. (CETIP, 2012), ambas balizadoras das taxas de juros cobradas pelo mercado.

caixa igualar a zero (ou TIR - Taxa Interna de Retorno<sup>19</sup>) é de 24,9% a.a. (GITMAN, 2002, p.330). Como a TIR é maior que o CMePC, o resultado final é positivo, indicando superioridade na receita ao ser livre para negociar contratos, ao invés da venda em leilão. A receita total  $rt$  subtraída da necessidade de receita mensal  $rfe$ , em média, é calculada em 54 mil reais com uma perda financeira de -26 mil reais mensais resultando, ao final dos 10 anos, um saldo na conta corrente de 3.399 mil reais.

### Receita Fixa Revisitada

A necessidade de receita fixa  $rfe$  considerada neste estudo poderia ser menor para as usinas estudadas. Para uma PCH, segundo Junges (2007), o custo de implantação depende de inúmeros fatores tais como altura e comprimento da barragem, quantidade de equipamentos, comprimento da linha de transmissão, etc., todavia, um custo viável calculado nesse estudo é de 3,7 milhões de reais por MW de potência instalada, com data base em jan/2007 (ou 5 milhões R\$/MW para 2012). Esse valor inclui custos socioambientais, remuneração do investimento e juros durante a construção. Trazendo esse valor para 2012, distribuindo em 20 anos, convertendo para base mensal e proporcionalizando pela potência instalada, conforme equação (7.18), essa parcela é calculada em 376 mil reais mensais.

$$r_{imp} = \frac{(3.745.483,50) (1,06)^5 (18)}{(240)} \quad (7.18)$$

A tarifa de uso do sistema de distribuição (TUSD) aplicável à usinas 50% incentivadas no Paraná em maio/2012, definida pela Resolução ANEEL 1.158 de junho de 2011, é 1,405 R\$/kW. O custo mensal dessa parcela, conforme equação (7.19), é de 25 mil reais mensais.

$$r_{tUSD} = (1,405) (18.000) \quad (7.19)$$

O custo de adesão à CCEE, supondo não estar incluso em  $r_{imp}$ , está relacionado à adequação do Sistema de Medição para Faturamento (SMF). Segundo Capetta (2009, p.94), o custo médio praticado no mercado aumenta proporcionalmente aos níveis de tensão aos quais as instalações estão conectadas; cada ponto em 138 kV custa 250 mil reais, com data base em 2008. Em base mensal para 2012, conforme (7.20), essa parcela custa 5 mil reais.

<sup>19</sup>A TIR também é conhecida por IRR, do inglês *Internal Rate of Return*.

$$r_{smf} = \frac{(250.000) (4) (1,06)^4}{(240)} \quad (7.20)$$

Os custos de Operação e Manutenção (O&M) e de Compensação Financeira pela Utilização de Recursos Hídricos (CFURH)<sup>20</sup> são estimados com uma produção média mensal (dados o fator de capacidade em 53% e a duração média de 730,5 horas de um mês), valorados à Tarifa de Energia de Otimização (TEO)<sup>21</sup>, resultando em 67 mil reais mensais, conforme (7.21).

$$r_{om_cfurh} = (18) (0,5293) (730,5) (9,58) \quad (7.21)$$

Outros custos tais como pagamentos de mensalidades à associações, à CCEE, à ANEEL<sup>22</sup>, ao programa de Pesquisa e Desenvolvimento (P&D)<sup>23</sup>, conexão ao sistema de distribuição, seguros e garantias financeiras do gerador, etc., serão estimados simplificadaamente em 1,5% dos custos previamente calculados. Utilizando a taxa calculada por dentro, o valor é de 7 mil reais mensais, conforme (7.22).

$$r_{outros} = \frac{(473.148,28) (1,5\%)}{(1 - 1,5\%)} \quad (7.22)$$

Aos custos calculados de 480 mil reais mensais, devem ser acrescidos impostos e a margem de lucro. Sobre o Lucro Real (LR)<sup>24</sup>, incidem o Imposto de Renda de Pessoa Jurídica (IRPJ)<sup>25</sup> cuja alíquota considerada é 25%, e a Contribuição Social Sobre o Lucro (CSLL)<sup>26</sup>, alíquota de 9%. Sobre a receita bruta, incidem os Programas de Integração Social (PIS) e

<sup>20</sup>A CFURH é calculada em 6,75% da Tarifa Atualizada de Referência (TAR) multiplicada pelo montante mensal *efetivamente gerado* da usina hidrelétrica. Do total arrecadado, 45% são destinados aos Estados, 45% aos Municípios, 3% ao Ministério de Meio Ambiente, 3% ao Ministério de Minas e Energia, e 4% ao Ministério de Ciência e Tecnologia (ANEEL, 2010b).

<sup>21</sup>A TEO é composta para 2012, conforme nota técnica da Resolução Homologatória ANEEL nº 1.246/2011, de O&M, em 4,66 R\$/MWh, e de encargo (CFURH) em 4,92 R\$/MWh.

<sup>22</sup>À ANEEL, o pagamento é através da Taxa de Fiscalização de Serviços de Energia Elétrica (TFSEE), instituída pela Lei 9.427/1996 e o Decreto 2.410/1997. O valor depende da receita anual definida pela Agência, que é rateada aos agentes de mercado de maneira proporcional ao benefício econômico de cada um.

<sup>23</sup>A obrigação de investimentos em P&D foi criada pela Lei 9.991/2000 e regulamentada pelo Decreto 3.867/2001. O valor a ser recolhido é 1% da Receita Operacional Líquida (ROL), sendo: 0,40% ao FNDCT (Fundo Nacional de Desenvolvimento Científico e Tecnológico, 0,40% ao FINEP (Financiadora de Estudos e Projetos) e 0,20% ao Ministério de Minas e Energia para estudos de planejamento da expansão, inventários e viabilidades.

<sup>24</sup>Conceitos de lucro real, lucro líquido, lucro operacional, etc., são definidos no Decreto 3.000/1999.

<sup>25</sup>A metodologia de tributação do IRPJ é disciplinada pelos artigos 246 a 515 do Decreto 3.000/1999.

<sup>26</sup>A CSLL foi instituída pela Lei 7.689/1988.

de Formação do Patrimônio do Servidor Público (PASEP)<sup>27</sup>, ambos 1,65%, e a Contribuição para Financiamento da Seguridade Social (COFINS)<sup>28</sup>, alíquota de 7,65%. A Margem Líquida (ML), ou seja, a relação entre Lucro Líquido (LL) e Receita Operacional Líquida (ROL) é estimada em 12% com base nos indicadores financeiros de 2011 e 2012 da Copel (COPEL, 2012). Considerando que o LL é o LR menos IRPJ e CSLL; e que o LR é a ROL excetuando-se os custos, calcula-se a Receita Operacional Líquida em 587 mil reais mensais, conforme equação (7.23):

$$rol = (480.353,60) \frac{1 - 25\% - 9\%}{1 - 25\% - 9\% - 12\%} \quad (7.23)$$

e a Receita Operacional Bruta em 647 mil reais mensais, com a inclusão dos impostos PIS/PASEP/COFINS calculados por dentro, conforme (7.24).

$$rob = (587.098,84) \frac{1}{1 - 1,65\% - 7,60\%} \quad (7.24)$$

A parcela de necessidade de receita fixa  $rfe$  da PCH é a receita operacional bruta  $rob$ . A demonstração simplificada do resultado do exercício<sup>29</sup> é apresentada na tabela 7.2.

Para a usina eólica do estudo, é utilizada a menor informação de *Receita Fixa* em relação à potência instalada divulgada nos resultados do 15º Leilão de Energia Nova (ANEEL, 2012b): uma usina a ser implantada no Rio Grande do Sul com 28 MW. Convertendo para base mensal e para a potência do estudo, conforme equação (7.25), essa parcela é calculada em 480 mil reais mensais.

$$r_{eol} = (8.951.174,35) \frac{(18)}{(28)(12)} \quad (7.25)$$

Somando  $r_{eol}$  à receita operacional bruta  $rob$ , a necessidade de receita fixa (ou despesa fixa)  $rfe$  altera de 1.357 mil reais mensais para 1.126 mil reais mensais. Com  $rfe$  menor, o resultado final aumenta, uma vez que a receita total  $rt$  se mantém em 1.411 mil reais mensais.

<sup>27</sup>O PIS foi instituído pela Lei Complementar 7/1970 e a PASEP pela Lei Complementar 8/1970. O regime de não-cumulatividade do PIS/PASEP é regido pela Lei 10.637/2002.

<sup>28</sup>A COFINS foi instituída pela Lei Complementar 70/1991. O regime de não-cumulatividade da COFINS é regido pela Lei 10.833/2003.

<sup>29</sup>A Demonstração do Resultado do Exercício (DRE) foi instituída pelo artigo 187 da Lei nº 6.404/1976 (Lei das Sociedades por Ações).



Tabela 7.2: Demonstração do Resultado da PCH (R\$/mês)

<b>Receita Operacional Bruta</b>
646.940,87
<b>(-) Deduções da Receita Bruta</b>
<i>PIS/PASEP/COFINS: 59.842,03</i>
<b>(=) Receita Operacional Líquida</b>
587.098,84
<b>(-) Custos</b>
<i>Implantação: 375.922,64</i>
<i>Uso do Sistema: 25.290,00</i>
<i>Medição p/ Faturamento: 5.260,32</i>
<i>O&amp;M e CFURH: 66.675,34</i>
<i>Outros: 7.205,30</i>
<b>(=) Resultado Operacional Bruto</b>
106.745,24
<b>(-) Provisão de IRPJ e CSLL</b>
36.293,38
<b>(=) Resultado Líquido do Exercício</b>
70.451,86

Ou seja, é reafirmada a superioridade na receita ao ser livre para negociar contratos, ao invés da venda em leilão regulado.

## 7.4 Considerações Gerais

Ao analisar a usina eólica isoladamente, para uma mesma produção de 3,81 MW médios, os resultados dos cenários são apresentados na tabela 7.3.

Tabela 7.3: Resultados dos cenários com a usina eólica

cenário	participa do mre?	garantia física (MW médio)	vendas contratuais (MW médio)	receita mensal		receita por geração (R\$/MWh)
				média (R\$ mil)	desvio padrão (R\$ mil)	
A	não	não	3,54	276	88	99,35
B	não	3,81	3,81	296	68	106,42
C	não	10,26	10,26	466	358	167,69
D	não	não	10,26	-452	622	-162,40
E	sim	10,26	10,26	743	23	276,28

No primeiro cenário, a máxima receita ocorre ao vender contratos bilaterais em um montante de energia 7% inferior ao da geração média; observam-se penalidades ocorridas por falta de lastro. Ao elevar as vendas, ocorrem prejuízos conforme cenário D.

Ao atribuir à condição anterior um valor de garantia física constante e igual, em média, à geração, a receita aumenta e o risco diminui, conforme observado nos cenários B e C.

No cenário C, ao aumentar a garantia física e o nível contratual de vendas para 10,26 MW médios, *i.e.*, 2,7 vezes a produção, o benefício econômico é aumentado, não existem perdas por abatimento do preço contratual devido à perda do desconto na TUST/TUSD pelo cliente e não existem penalidades por falta de lastro de energia. Entretanto, a origem desse desempenho econômico é justificado nas gerações (ou alocações de garantia física) acima das vendas contratuais de outras usinas do Sistema Interligado Nacional.

O cenário E é a mesma condição do cenário C, exceto a usina participar do Mecanismo de Realocação de Energia. Neste caso ocorre o melhor resultado econômico simulado explicado pelas diminuições de receitas de outras usinas que participam do MRE cujas produções mensais de energia elétrica estão acima de suas garantias físicas.

Caso o fator de capacidade da eólica estudada fosse igual a média nacional de 33% (BAHNEMANN, 2013), a potência seria de 11,55 MW, para uma geração de 3,81 MW médios, e a necessidade de receita fixa iria variar entre R\$ 308 mil mensais e R\$ 435 mil mensais, conforme premissas apresentadas nas equações (7.25) e (7.17), respectivamente. Desconsiderando os custos financeiros, o cenário A iria atender essa necessidade se o preço contratual fosse aumentado em 117,29 R\$/MWh e 166,64 R\$/MWh, respectivamente<sup>30</sup>.

Adotando a mesma abordagem do cenário A, de vendas relacionadas ao montante efetivamente produzido, a geração da PCH do cenário *Máxima receita com usina fora do MRE* do capítulo 6 é incluída à energia eólica realizada e os resultados dos cenários são apresentados na tabela 7.4.

Tabela 7.4: Resultados dos cenários da PCH com a usina eólica

cenário	participa do mre?	garantia física (MW médio)	vendas contratuais (MW médio)	receita mensal		receita por geração (R\$/MWh)
				média (R\$ mil)	desvio padrão (R\$ mil)	
F	não	não	3,54	1.111	1.094	79,87
G	não	não	17,40	1.411	408	101,45
H	não	não	20,03	1.355	374	97,39

O cenário F tem um índice de receita por geração inferior ao cenário A pois, mais energia é liquidada no mercado de curto prazo e o preço PLD possui uma média inferior ao preço contratual.

O cenário G é o de máxima receita com vendas 9% abaixo do montante médio gerado;

<sup>30</sup>A data base dos preços considerados é maio de 2012.

o cenário H é o de menor risco indicado pelo desvio padrão das receitas mensais. Através do cálculo de necessidade de receita fixa conforme premissas de EPE (2012), conclui-se que ambos os cenários apresentam superioridades nas receitas ao ser livre para negociar contratos.

Como a complementaridade natural que existe nos ventos e nas vazões não estabiliza totalmente a receita da empresa proprietária, o risco econômico do negócio não é minimizado por certificados de garantia e mecanismo de realocação de energia mas por empréstimos à um custo financeiro associado.

## 8 Conclusão

Neste capítulo são apresentadas as conclusões obtidas com este trabalho, tendo como referência alguns estudos de caso para o cenário determinístico utilizando a PCH Chaminé e o Parque Eólico de Palmas pertencentes à Companhia Paranaense de Energia.

### 8.1 Introdução

O trabalho apresentou um modelo matemático de operação de sistemas de produção de energia elétrica envolvendo uma Pequena Central Hidrelétrica e uma Usina Eólica com informações reais, discretizadas em médias semanais, de maio de 2002 à maio de 2012.

No capítulo 6, foi apresentado a otimização da operação do reservatório da PCH considerando os reais impactos econômicos causados na receita da empresa proprietária. Para a resolução dos problemas, foi utilizado o aplicativo computacional Scilab com um pacote adicional que faz interface com o Método dos Pontos Interiores Primal Dual, o algoritmo IPOPT, cujos detalhes matemáticos foram apresentados no capítulo 4.

Um dos resultados do capítulo 6 foi apresentar uma maneira, de custo computacional baixo, de produzir um gráfico de receita obtida em função da potência instalada, servindo como uma excelente ferramenta de apoio ao investidor analisar possíveis ampliações no parque instalado de uma usina com possibilidade parcial de regularização de vazão.

Com o intuito de reduzir os riscos hidrológicos, durante às mudanças institucionais que estabeleceram o Novo Modelo Reestruturado do Setor Elétrico, apresentadas no capítulo 2, criou-se o mecanismo econômico MRE de troca de energia elétrica entre as usinas participantes. Também foram introduzidos os certificados de energia tornando o conceito de garantia física tão relevante no uso comercial quanto no uso para o planejamento da expansão e operação do setor elétrico, conforme apresentado no capítulo 3.

Ao analisar a usina eólica em conjunto com a hidrelétrica no capítulo 7, os resultados apontam que o suposto comportamento das fontes energéticas, em termos de complementari-

dade natural existente nos ventos e nas vazões, não estabilizam a receita da empresa proprietária. Então, os contratos bilaterais de venda são acrescentados ao estudo, assim como empréstimos financeiros e possíveis penalidades por falta de lastro de energia, todos com o objetivo de diminuir o risco do negócio e maximizar a receita considerando a legislação vigente que trata das regras de comercialização de energia elétrica.

Com o desenvolvimento deste trabalho, pode-se elencar as seguintes contribuições apresentadas/propostas:

- modelo matemático com mudança de abordagem, para a otimização do reservatório de uma usina hidrelétrica, de máxima geração para máxima receita;
- métodos de avaliação para ampliação da potência instalada de uma usina;
- modelo matemático de maximização de receita através da venda de energia elétrica em contratos bilaterais considerando ou não um valor atribuído de garantia física (GF) para as usinas;
- comparação do desempenho e risco econômico das usinas hidráulica e eólica na participação ou não do Mecanismo de Realocação de Energia (MRE);
- análise da viabilidade econômica e financeira da implantação de usinas eólica e hidráulica, desconsiderando GF e MRE, com vendas de energia no ambiente livre e proposta de estabilização da receita por meio de empréstimos financeiros.

## 8.2 Conclusão

Será apresentada em forma de tópicos, na sequência do desenvolvimento do trabalho: a otimização da operação do reservatório da usina hidráulica, a maximização de vendas contratuais de uma usina eólica considerando a garantia física e o mecanismo de compartilhamento do risco hidrológico, e, a operação de ambas as usinas com a verificação da viabilidade real do negócio de geração de energia elétrica.

### 8.2.1 Pequena Central Hidrelétrica

Em comparação com a abordagem convencional de maximização de produção hidrelétrica e desprezando o MRE, a formulação apresentada neste trabalho apresenta ganhos em torno de 5% na receita da empresa, com uma produção 1% inferior, porém com mais água armazenada

no reservatório ao final de dez anos. Quando se maximiza a receita, o sistema todo é melhor otimizado; a geração é privilegiada em períodos na qual o preço do mercado de curto prazo (preço PLD), baseado no custo marginal de operação, é mais elevado, ou seja, nos momentos de maior necessidade sistêmica.

Quando a usina estudada participa do MRE, a otimização da receita é fortemente influenciada pela sazonalização, *i.e.*, pela distribuição da garantia física anual ao longo dos meses. Contudo, os resultados mostram que, ou a usina apresenta o pior resultado, ou o maior risco econômico indicado pelo desvio padrão das receitas e pela dificuldade real que existe, normalmente em dezembro de cada ano, de sazonalizar a GF anual ao longo dos meses do ano seguinte (uma vez que, após registrada no sistema eletrônico de contabilização, torna-se virtualmente impossível sua alteração). Com a usina participando ou não do mecanismo de mitigação do risco hidrológico, observam-se grandes oscilações nas receitas explicadas pelo comportamento do preço no mercado de curto prazo (não são considerados contratos bilaterais de venda). Nesse caso, todo o sistema é piorado: a máxima receita ocorre através da distribuição de garantia física em meses de preços PLD mais altos e de maximização da produção elétrica quando a garantia física está menos alocada, ou seja, a geração é privilegiada nos períodos de menor necessidade energética.

### 8.2.2 Usina Eólica

Com contratos, a receita cresce com o montante vendido, sendo ótima ao vender em um patamar de energia inferior ao da geração média. Na melhor situação, o vendedor não é eximido de pagar penalidades por falta de lastro de energia. Contudo, observa-se que vender poucos contratos pode representar um risco maior que a venda em excesso, ou seja, acima do montante médio produzido.

A atribuição de uma garantia física para a usina eólica elimina as penalidades por falta de lastro de energia, permitindo vendas contratuais acima da geração verificada (mas até o limite de GF) e ganhos econômicos quando o preço do mercado de curto prazo é inferior ao das vendas contratuais, o que ocorre com maior frequência.

Somente a usina eólica não conseguiria manter a rentabilidade<sup>1</sup> necessária da empresa com um preço contratual estipulado em 105,21 R\$/MWh e um fator de capacidade típico de 33%. Com o aumento desse preço, ou com uma garantia física atribuída super estimada em relação à produção média, esta situação se inverte.

<sup>1</sup>A rentabilidade indica o percentual de remuneração do capital investido; é o lucro líquido pelo patrimônio.

Mesmo com uma produção 63% inferior ao certificado de energia, o melhor resultado econômico ocorre quando a usina eólica participa de um suposto Mecanismo de Realocação de Energia hidro-eólico (em termos de máxima receita e menor risco). Isto é explicado pelas diminuições de receitas de outras usinas do sistema que participam do MRE e cujas produções mensais de energia elétrica estão acima de suas garantias físicas. Na ótica das outras usinas do sistema, a maximização de receita ocorre priorizando a produção nesses períodos, todavia, grande parte do benefício econômico é rateado entre as usinas de menor desempenho produtivo.

### 8.2.3 Pequena Central Hidrelétrica e Usina Eólica

Este estudo foi realizado no sentido de identificar possibilidades de mitigação de risco econômico em um mercado livre, com os agentes propondo melhorias para seus negócios com as regras vigentes do setor elétrico, indicando desnecessária a complexidade excessiva na legislação do ambiente regulado para a viabilização dos empreendimentos.

Desconsiderando o MRE e a garantia física, o preço contratual de vendas em 105,21 R\$/MWh é mais que suficiente para que máxima receita obtida supra as necessidades de uma empresa de geração energia elétrica de forma a cobrir o custo total de implantação do empreendimento, incluindo os custos socioambientais, os juros durante a construção, e a remuneração do investimento, além de todos os custos fixos relativos à operação e manutenção da usina. Ressalta-se que é um preço inferior ao Valor de Referência (de 161,94 R\$/MWh) - o valor médio ponderado de aquisição de energia das distribuidoras em leilões regulados de novos empreendimentos de geração.

## 8.3 Trabalhos Futuros

- Mudar a abordagem deste trabalho de determinística para estocástica, com a criação de vários cenários de vazão, vento e preço, obtendo um valor esperado<sup>2</sup> para a receita da empresa e para o risco econômico, podendo ser mensurado através da função CVaR.

- Analisar o benefício sistêmico de otimização da receita (e não produção), com a eliminação dos conceitos de Garantia Física e Mecanismo de Realocação de Energia, para todas as usinas do Sistema Interligado Nacional, estudando os riscos e benefícios de um despacho por preço coordenado pelo Operador Nacional do Sistema.

---

<sup>2</sup>Para uma análise mais completa sugere-se distribuições de probabilidades dos resultados.

## Glossário

**Agente Proprietário de Usina** São empresas detentoras de concessão, autorização ou permissão do poder concedente para a exploração de uma usina com a obrigação de cuidar dessa propriedade conforme disciplinado pela Lei no. 9.427/1996.

**Agentes do Setor Elétrico** Os agentes do mercado de energia elétrica são os geradores, comercializadores (podendo ser importadores e exportadores), transmissores, distribuidores, consumidores cativos e consumidores livres (podendo ser especial).

**Consumidor Cativo** Consumidor cativo é aquele que só pode adquirir sua energia elétrica com a distribuidora na qual está conectado, ficando submetido à tarifa e condições de fornecimento estabelecidas pela ANEEL.

**Consumidor Especial** Consumidor especial é livre para escolher seu fornecedor energia elétrica, geradores ou comercializadores, conectados em qualquer local do país dentro do sistema interligado nacional, porém, a energia adquirida deve ser oriunda de Pequenas Centrais Hidrelétricas (PCHs) ou de fontes alternativas (eólica, biomassa ou solar). Para ser especial, o consumidor (ou a reunião de cargas) deve possuir uma demanda mínima contratada de 0,5 MW.

**Consumidor Livre** Consumidor livre é aquele pode escolher seu fornecedor energia elétrica, geradores ou comercializadores, conectados em qualquer local do país dentro do sistema interligado nacional. Para ser livre, o consumidor deve possuir uma demanda mínima contratada de 3 MW (e, caso tenha sido ligado à distribuidora antes de 07/07/95, deve possuir uma tensão mínima de fornecimento de 69 kV).

**Distribuidora** Distribuidora de energia é uma concessionária ou permissionária de exploração do serviço de distribuição de energia elétrica, concedida pelo poder concedente, para uma localidade bem definida.

**Energia Alocada** Caso uma usina participante do MRE produza abaixo de sua garantia física, recebe energia de outras usinas para completar o nível entre a geração e garantia física. Essa energia provém de outras usinas participantes desse mecanismo e cujas gerações estão acima de suas garantias físicas. Essas trocas são denominadas de energias alocadas..



**Energia Assegurada** Energia Assegurada era o termo utilizado para definir a Garantia Física das Usinas Hidrelétricas. Em comercialização de energia, a Energia Assegurada representa a energia que participantes do MRE podem comprometer em contratos de venda.

**Energia Garantida** É a máxima produção de energia que o sistema pode suprir com determinado nível de confiabilidade.

**Energia Incentivada** É a energia oriunda de fontes caracterizadas como alternativas (PCHs, eólicas, biomassas, solares, maremotrizes, etc.). Por ter um custo de produção mais elevado, o governo concede um desconto mínimo de 50% no valor da TUST ou TUSD a fim de viabilizar a competição com as usinas de grande porte hidrelétricas ou termelétricas.

**Energia Secundária** É o total de geração produzido acima da garantia física do sistema composto por todas as usinas participantes do MRE. Desse total, a distribuição às usinas ocorre de forma proporcional à sua garantia física.

**Excedente Financeiro** Mecanismo econômico que busca mitigar os riscos inerentes à diferença de preços entre submercados decorridos, por exemplo, do recebimento de energia alocada de outras usinas em outros submercados, das exposições contratuais tais como os contratos CCEARs, entre outros.

**Garantia Física** Garantia Física, em relação ao sistema elétrico brasileiro, corresponde à máxima carga que pode ser suprida a um risco pré-fixado de não atendimento em 5%. Para uma usina, corresponde à fração a ela alocada em relação ao sistema. Em comercialização de energia, representa o nível máximo de comprometimento com contratos de venda.

**Lastro de Energia** Os agentes do setor elétrico devem possuir recursos (constituídos pelas garantias físicas ou gerações de suas usinas e por contratos de compra) para atendimento de seus requisitos (formados por seus contratos de venda e cargas). O cálculo é realizado mensalmente pela CCEE, com base na média do histórico de 12 meses das diferenças entre recursos e requisitos antecedentes ao mês de apuração. Em caso de valores negativos (descumprimento), os agentes ficam sujeitos à penalidades por insuficiência de lastro de energia.

**Mecanismo de Realocação de Energia Assegurada (MRE)** Mecanismo de Realocação de Energia Assegurada é um mecanismo econômico que tem o objetivo de assegurar que todas as usinas participantes recebam seus níveis de Garantia Física independentemente de seus níveis reais de produção de energia. Tem por princípio de funcionamento a realocação

de energia, transferindo o excedente daqueles que geraram além de suas garantias físicas para aqueles que geraram abaixo. Se os geradores participantes do MRE, como um todo, não produzirem energia suficiente para cobrir toda a garantia física das usinas integrantes do mecanismo, esses terão um valor de energia alocada menor que suas garantias físicas, ao passo que se produzirem um valor maior, todos terão cobertos os seus montantes de garantia física e a sobra é chamada de energia secundária.

**Modicidade Tarifária** Modicidade tarifária é o princípio em se estabelecer tarifas a um valor pouco considerável. No setor elétrico, essa meta é utilizada pelas agências do governo para estabelecer tarifas que sejam viáveis para o consumidor pagar e asseguram um retorno satisfatório do investimento.

**Monopólio Natural** Monopólio natural é onde uma única empresa provê ao mercado um custo menor do que o modelo de concorrência devido ao aproveitamento das economias de escala. Por exemplo, a distribuição de energia é um monopólio natural.

**PCH** Pequena Central Hidrelétrica é uma usina hidrelétrica com potência instalada superior a 1 MW e igual ou inferior a 30 MW com área total de reservatório igual ou inferior a 3 km<sup>2</sup>, salvo exceções definidas pela ANEEL.

**Poder Concedente** Poder Concedente concede, permite e autoriza a expansão da oferta e serviços de energia elétrica cabendo à União estabelecer o uso da competência conforme artigo 21 da Constituição Federal.

**Preço de Liquidação das Diferenças** É o preço da energia elétrica, calculado pela CCEE, com periodicidade máxima semanal e com base no custo marginal de operação.

**Recursos Renováveis** São aqueles naturalmente reabastecidos e que são (quase) inesgotáveis. As vezes são chamados de recursos sustentáveis, duráveis ou recicláveis. Exemplos de usinas que exploram esse tipo de recurso são: solares, eólicas, hidrelétricas, geotérmicas e as de bioenergia.

**Rede Básica** A rede básica é parte do Sistema Interligado Nacional constituído por linhas de transmissão, barramentos, equipamentos e dispositivos com tensão igual ou superior a 230 kV, ou inferior quando estabelecido pela ANEEL.

**Reservatório a fio d'água** Em geral é construído em conjunto com uma usina hidrelétrica e têm a finalidade de criar uma queda d'água para possibilitar o seu funcionamento.

**Reservatório de Acumulação** têm a finalidade de acumular água nos períodos chuvosos para compensar a demanda em períodos de estiagem. Em geral é formado por uma barragem implantada no curso d'água e sua capacidade de armazenamento é exclusiva das características topográficas onde está situado. Exerce um efeito de regularização de fluxo das vazões naturais.

**Risco Hidrológico** Risco Hidrológico está diretamente relacionado ao conceito de risco: o potencial que uma determinada atividade conduz à perdas econômicas. Um período de estiagem conduz a uma série de vazões baixas que se traduzem em diminuição ou perdas de receitas.

**SIN** Sistema Interligado Nacional são todas as instalações de produção e transmissão de energia elétrica, interligadas eletricamente, com forte predominância de usinas hidrelétricas e múltiplos proprietários.

**Sistema Isolado** Sistema Isolado são as instalações responsáveis pelo suprimento de energia elétrica que não estão conectadas ao SIN. Encontrando-se principalmente em pequenos sistemas localizados na região amazônica.

**Tarifa de Energia de Otimização (TEO)** Tarifa para a compensação aos agentes de geração para transações de energia alocada. Tem base nos custos variáveis de operação (exceto combustível) e das compensações financeiras pelo uso da água.

**Tarifas de uso do sistema de distribuição** É a tarifa paga pelos agentes conectados à um agente de distribuição pelos serviços de transporte de energia elétrica. Por exemplo, uma pequena central hidrelétrica, conectada à uma tensão inferior a 230 kV pertencente a uma distribuidora, necessita pagar um montante contratado valorado à essa tarifa.

**Tarifas de uso do sistema de transmissão** É a tarifa paga pelos agentes conectados na rede básica pelos serviços de transporte de energia elétrica. Por exemplo, uma distribuidora de grande porte, que possui ativos conectados à uma tensão igual ou superior a 230 kV, necessita pagar a uma ou mais transmissoras um montante contratado valorado à essa tarifa.

**Usina Eólica** É uma instalação que tem por finalidade produzir energia elétrica através do aproveitamento da energia cinética dos ventos.

**Usina Hidrelétrica de Energia** É uma instalação que tem por finalidade produzir energia elétrica através do aproveitamento da energia potencial gravitacional de grandes massa d'água.

Sempre terá reservatório podendo ser de acumulação ou a fio d'água. Hidrelétricas de médio e grande porte são aquelas que possuem potência instalada acima de 30 MW.

**Usina Termelétrica** É uma instalação que tem por finalidade produzir energia elétrica através do aproveitamento da energia térmica de combustíveis. A usina convencional utiliza combustíveis fósseis tais como o carvão, o gás natural e o óleo combustível. Outros combustíveis utilizados são nuclear e biomassa.

## Referências Bibliográficas

- ALMEIDA, B. C. *Uma visão sobre o mercado de energia elétrica no Brasil*. 2009. Curso de Economia do Setor Elétrico - CECO, Fundação Coge, 2009.
- AMARANTE, O. A. C. do; BROWER, M.; ZACK, J.; SÁ, A. L. de. *Atlas do potencial eólico brasileiro*. [S.l.]: Ministério de Minas e Energia, Governo Federal, 2001.
- ANA. *HidroWeb Sistema de Informações Hidrológicas*. 2010. Disponível em: <<http://hidroweb.ana.gov.br/>>. Acesso em: 30 de maio de 2010.
- ANDREWS, J.; JELLEY, N. *Energy Science: Principles, Technologies, and Impacts*. [S.l.]: OUP Oxford, 2007. ISBN 9780199281121.
- ANEEL. *Por dentro da conta de luz : informação de utilidade pública: COPEL*. 2008. Disponível em: <<http://www.aneel.gov.br/biblioteca/EdicaoLivros2008copel.cfm>>. Acesso em: 23 de abril de 2011.
- ANEEL. *Cadernos Temáticos da ANEEL - Energia Assegurada*. 2010. Disponível em: <<http://www.aneel.gov.br/arquivos/pdf/caderno3capa.pdf>>. Acesso em: 8 de novembro de 2010.
- ANEEL. *Relatório de Compensação Financeira pela Utilização de Recursos Hídricos*. 2010. Disponível em: <<http://www.aneel.gov.br/aplicacoes/cmpf/gerencial/>>. Acesso em: 30 de maio de 2010.
- ANEEL. *Banco de Informações de Geração*. 2011. Disponível em: <<http://www.aneel.org.br>>. Acesso em: 5 de set. de 2011.
- ANEEL. *Guia do Empreendedor de Pequenas Centrais Hidrelétricas*. 2012. Disponível em: <<http://www3.aneel.gov.br/empreendedor/empreendedor.htm>>. Acesso em: 15 de maio de 2012.
- ANEEL. *Resultados do 15º leilão de energia nova*. 2012. Disponível em: <[http://www.aneel.gov.br/arquivos/Excel/Resultado\\_site\\_15len\\_a5\\_prot..xlsx](http://www.aneel.gov.br/arquivos/Excel/Resultado_site_15len_a5_prot..xlsx)>. Acesso em: 15 de janeiro de 2013.
- ARCE ENCINA, A. S. *Um Modelo de Otimização do Despacho de Máquinas em Usinas Hidrelétricas*. November 1999. Dissertação de Mestrado. Unicamp, 1999.
- ARCE ENCINA, A. S. *Despacho Ótimo de Unidades Geradoras em Sistemas Hidrelétricos via Heurística Baseada em Relaxação Lagrangeana e Programação Dinâmica*. 2006. Tese de Doutorado, Unicamp, 2006.
- ARCE ENCINA, A. S.; OHISHI, T.; SOARES FILHO, S. *Optimal Dispatch of Generating units of the Itaipu Hydroelectric Plant*. 2002. IEEE Transactions on Power Systems, 2002.

AZEVEDO, A. T.; OLIVEIRA, A. R. L.; SOARES, S. Interior point method for long-term generation scheduling of large-scale hydrothermal systems. *Annals OR*, v. 169, n. 1, p. 55–80, 2009.

AZEVEDO, E. M. de. *Modelo computacional de Teoria dos Jogos aplicado aos leilões brasileiros de energia elétrica*. 2004. Tese de Doutorado, UNICAMP, 2004.

AZEVEDO FILHO, J. M. *Imperativos da Descentralização e Coordenação da Operação Energética no Âmbito da Reforma Institucional do Setor Elétrico*. 2000. Dissertação de Mestrado, UFRJ, 2000.

BAHNEMANN, W. Eólicas deixarão de operar 1,3 mw por falta de conexão. *A Tarde*, Bahia, 2013. Disponível em: <<http://atarde.uol.com.br/economia/materias/1497097-eolicas-deixarao-de-operar-13-mw-por-falta-de-conexao>>. Acesso em: 17 abr. 2013.

BAJAY, S. V. Uma revisão crítica do atual planejamento da expansão do setor elétrico brasileiro. *Revista Brasileira de Energia*, Vol. 9, no.1, 2002, 2002.

BAJAY, S. V.; BADANHAN, L. F. *Energia no Brasil: os próximos dez anos*. 2002. Acad. Bras. De Ciências, Unicamp, Fev. 2002.

BELLMAN, R. E. *Dynamic Programming*. 1957. Princeton University Press, Princeton, NJ. Republished 2003: Dover, ISBN 0-486-42809-5.

BELUCO, A.; SOUZA, P. K.; KREZNINGER, A. A complementaridade no tempo entre as energias hidrelétrica e fotovoltaica. *Revista Brasileira de Recursos Hídricos*, v. 8, n. 1, p. 99–110, 2003.

BESSA, M. R.; FAVORETO, R. de S.; FERREIRA, L. R. M.; PIZZATTO, W. T.; BLOOT, M. L.; CARNEIRO, C. F. B. Sistema integrado de planejamento e comercialização de energia. *Revista Espaço Energia*, n. 7, 2007. ISSN 1807-8575.

BLOOT, M. L. *Utilização do método de carteiras de Markowitz na estratégia de venda de energia*. 2011. Dissertação de Mestrado, UFPR, 2011.

BONABEAU, E.; DORIGO, M.; THERAULAZ, G. *Swarm Intelligence: From Natural to Artificial Systems*. 1999. Oxford University Press, Oct 21, 1999, 320 pages.

BORGES, S. S. *Pré-Despacho de Potência Ativa e Reativa para Sistemas Hidrotérmicos utilizando Método de Pontos Interiores e Coordenadas Retangulares*. 2010. Dissertação de Mestrado, UFPR, 2010.

BOYD, S.; VANDENBERGHE, L. *Convex Optimization*. New York, NY, USA: Cambridge University Press, 2004. ISBN 0521833787. Disponível em: <<http://www.stanford.edu/~boyd/cvxbook/>>.

BRASIL, B. C. do. *Taxa de Juros Selic*. 2012. Disponível em: <<http://www.bcb.gov.br/?SELICTAXA>>. Acesso em: 21 de dezembro de 2012.

CABRAL, R. S. *A Comercialização de Energia Elétrica*. 2009. Curso de Comercialização do Setor de Energia Elétrica - CRCE, Fundação Coge, 2009.

CAMARGO-SCHUBERT; LACTEC. *Atlas do Potencial Eólico do Paraná*. 2007.

CANAMBRA ENGINEERING CONSULTANTS. *Power Study of South Brazil, App 17*. Curitiba, 1969.

CAPETTA, D. *Sistemas de medição para faturamento e o mercado de energia elétrica: uma visão crítica do referencial regulatório*. 2009. Dissertação de Mestrado, USP, 2009.

CCEE. *Visão Geral das Operações na CCEE*. 2011. Disponível em: <<http://www.ccee.org.br>>. Acesso em: 6 de jun. de 2012.

CCEE. *Preço da Liquidação das Diferenças - PLD*. 2012. Disponível em: <<http://www.ccee.org.br>>. Acesso em: 19 de maio de 2012.

CCEE. *Regras de Comercialização de Energia Elétrica*. 2012. Disponível em: <<http://www.ccee.org.br>>. Acesso em: 6 de jun. de 2012.

CCEE. *Resultados dos Leilões*. 2012. Disponível em: <<http://www.ccee.org.br>>. Acesso em: 22 de abril de 2012.

CEPEL. *Manual de Referência Modelo NEWAVE*. Rio de Janeiro, 2006.

CETIP. *Taxa DI*. 2012. Disponível em: <<http://www.cetip.com.br/>>. Acesso em: 21 de dezembro de 2012.

CICOGNA, M. A. *Sistema de Suporte a Decisão para o Planejamento e a Programação da Operação de Sistemas de Energia Elétrica*. 2003. Tese de Doutorado, Unicamp, 2003.

COPEL. *Indicadores Financeiros da Copel*. 2012. Disponível em: <[http://www.copel.com-hpcopel/ri/financeiros.jsp](http://www.copel.com.br/hpcopel/ri/financeiros.jsp)>. Acesso em: 5 de março de 2013.

COSTA, L. De olho no mercado livre, eólicas propõem associação com hidrelétricas. *Jornal da Energia*, São Paulo, 2012. Disponível em: <<http://www.jornaldaenergia.com.br/>>. Acesso em: 28 jun. 2012.

CUSTÓDIO, R. dos S. *Energia eólica para produção de energia elétrica*. [S.l.]: ELETROBRAS, 2009. ISBN 9788587083098.

DAMAZIO, J. M.; COSTA, F. da S.; GHIRARDI, A. de O. Análise de complementariedades hidrológicas a nível continental na América do Sul. *Revista Brasileira de Recursos Hídricos*, Vol.2, no.2, p.143-156, 1997, 1997.

D'ARAÚJO, R. P.; HOFFMANN, C. A. A. *O novo contexto do setor elétrico brasileiro*. 1997. Rio de Janeiro, CNI, COINFRA, 1997.

DUTRA, R. M. *Propostas de Políticas Específicas para Energia Eólica no Brasil após a Primeira Fase do PROINFA*. 2007. Tese de Doutorado, UFRJ, 2007.

EPE. *Inventário do Potencial Hidrelétrico Do País*. 2006. Disponível em: <<http://www.tec-abinee.org.br/2006/>>. Acesso em: 18 de junho de 2012.

EPE. *Metodologia de Cálculo da Garantia Física das Usinas*. 2008. Disponível em: <[http://www.epe.gov.br/geracao/Documents/Estudos\\_26/NT%20-%20metodologia%20de%20c%C3%A1lculo%20da%20GF%20para%20novas%20usinas.pdf](http://www.epe.gov.br/geracao/Documents/Estudos_26/NT%20-%20metodologia%20de%20c%C3%A1lculo%20da%20GF%20para%20novas%20usinas.pdf)>. Acesso em: 27 de agosto de 2011.

- EPE. *Balanco Energético Nacional 2011. Ano base 2010*. 2011. Disponível em: <<https://ben-epe.gov.br/>>. Acesso em: 27 de março de 2012.
- EPE. *Índice de Custo Benefício (ICB) de Empreendimentos de Geração*. 2012. EPE-DEE-RE-102/2008-r4, fevereiro de 2012.
- ESTEVAO, J. M. C. *Introdução à Investigação Operacional - Programação Linear*. 1998. Disponível em: <<http://w3.ualg.pt/~jestevao/>>. Acesso em: 3 de nov. de 2011.
- EUSTÁQUIO, R. G.; KARAS, E. W.; RIBEIRO, A. A. *Constraint Qualifications for Nonlinear Programming*. 2008. Disponível em: <<http://pessoal.utfpr.edu.br/eustaquio/arquivos/kkt.pdf>>. Acesso em: 15 de dezembro de 2012.
- FERREIRA, D. F. *Estatística multivariada*. 2. ed. Editora UFLA, 2008. ISBN 9788587692924. Disponível em: <<http://www.editoraufv.com.br/produtos/estatistica-multivariada>>.
- FILL, H. D. O. A.; CHELLA, M. R.; MINE, M. R. M.; KAVISKI, E.; FREITAS, C. de. Avaliação de dois critérios de cálculo da energia assegurada de uma pch. *RBRH – Revista Brasileira de Recursos Hídricos*, vol. 11, no.1, Jan/Mar 2006, p. 25-35, 2006.
- FONSECA, F. R. *Estratégias de Sazonalização de Garantia Física de PCHs em Portfólios PCH e Biomassa*. 2009. Dissertação de Mestrado, PUC do Rio de Janeiro, 2009.
- FORTUNATO, L. A. M.; ARARIPE NETO, T. A.; ALBUQUERQUE, J. C. R.; PEREIRA, M. V. F. *Introdução ao Planejamento da Expansão e Operação de Sistemas de Produção de Energia Elétrica*. 1. ed. Rio de Janeiro, Brasil: EDUFF - Editora Universitária da Universidade Federal Fluminense, 1990.
- GITMAN, L. J. *Princípios de Administração Financeira*. 7. ed. [S.l.]: Harbra, 2002. ISBN 85-294-0060-7.
- GUIMARÃES, G. *Crise Energética e Privatização*. 2010. Disponível em: <<http://www.portalsaofrancisco.com.br/alfa/crise-de-energia/crise-de-energia.php>>. Acesso em: 23 de setembro de 2012.
- GUNN, L. K. *Precificação de contratos inflexíveis de energia elétrica: rentabilidade e impacto de encargos e tributos*. 2008. Dissertação de Mestrado, UNICAMP, 2008.
- HARA, T. P.; VIANNA, L. F. L.; NACHVALGER, E. E.; GONÇALVES, E. *Valuation About Remaining Service Life of GBM Hydraulic Power Plant Units - Technical and Economical Aspects*. 1994. Proceedings of the 4th International Conference on Properties and Applications of Dielectric Materials, Brisbane, Australia, 1994.
- HILLIER, F. S.; LIEBERMAN, G. J. *Introdução a Pesquisa Operacional*. 8. ed. Porto Alegre: Mc Graw Hill, 2010.
- HOLLAUER, G. *Metodologia do planejamento indicativo*. 2001. Secretaria Nacional de Energia, MME, Brasília, DF, março de 2001, 14 pags.
- IBGE. *Índices de preço ao consumidor-IPCA/INPC*. 2012. Disponível em: <[http://www.ibge.gov.br/home/estatistica/indicadores/precos/inpc\\_ipca/defaulttab.shtm](http://www.ibge.gov.br/home/estatistica/indicadores/precos/inpc_ipca/defaulttab.shtm)>. Acesso em: 21 de dezembro de 2012.



INOVAÇÃO TECNOLÓGICA. 2013. Disponível em: <[www.inovacaotecnologica.com.br/noticias/noticia.php?artigo=maior-turbina-eolica-mundo](http://www.inovacaotecnologica.com.br/noticias/noticia.php?artigo=maior-turbina-eolica-mundo)>. Acesso em: 18 mar. 2013.

JUNGES, F. C. *Análise de viabilidade de implantação de pequena central hidrelétrica na barragem Rodolfo da Costa e Silva*. 2007. Dissertação de Mestrado, UFSM, 2007.

KARMARKAR, N. K. *A new polynomial-time algorithm for linear programming*. 1984. *Combinatorica*, Springer-Verlag New York, Inc., Secaucus, NJ, USA, v. 4, p.373–395, December 1984.

KELMAN, J. *Modelos Estocásticos no Gerenciamento dos Recursos Hídricos*. 1987. Capítulo de Modelos de Gerenciamento de Recursos Hídricos, volume 1 da coleção ABRH.

KELMAN, J.; FILHO, A. V.; BAJAY, S. V.; PENNA, J. C.; HADDAD, C. L. S. *Relatório, Comissão de Análise do Sistema Hidrotérmico de Energia Elétrica*. 2001. Criado por Decreto do Presidente da República, em 22 de maio de 2001), Brasília, julho de 2001.

KELMAN, J.; KELMAN, R.; PEREIRA, M. V. F. Energia firme de sistemas hidrelétricos e usos múltiplos dos recursos hídricos. *RBRH - Revista Brasileira de Recursos Hídricos*, vol. 9, no. 1, jan. / mar. 2004, p.189-198, 2004.

KENNEDY, J.; EBERHART, R. C.; SHI, Y. *Swarm Intelligence*. San Francisco, CA: Morgan Kaufmann Publishers, 2001.

KJELDSEN, T. H. A contextualized historical analysis of the kuhn tucker theorem in nonlinear programming: The impact of world war ii. *Historia Mathematica*, v. 27, n. 4, p. 331 – 361, 2000. ISSN 0315-0860. Disponível em: <<http://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S0315086000922894>>.

KLINGELFUS, A. T. *Rumos para a precificação das transações de energia elétrica entre agentes do setor elétrico brasileiro*. 2011. Dissertação de Mestrado, UFPR, 2011.

LABADIE, J. W. Optimal operation of multireservoir systems: State-of-the-art review. *Journal of Water Resources Planning and Management, ASCE Library*, 2004.

LOUCKS, D. P.; BEEK, E. van. *Water Resource Systems Planning and Management*. 1. ed. The Netherlands: UNESCO, 2005.

LUENBERGER, D. G.; YE, Y. *Linear and Nonlinear Programming*. third. Springer, 2008. Disponível em: <<http://www.springerlink.com/content/h26548/>>.

MACULAN FILHO, N.; PEREIRA, M. V. F. *Programação linear*. São Paulo, SP, Brasil: Atlas, 1980.

MARTINS, L. S. de A. *Método de Pontos Interiores Não-Linear para Otimização Determinística a Usinas Individualizadas do Planejamento da Operação Energética do Sistema Interligado Nacional com Restrições de Intercâmbio entre Subsistemas*. 2009. Tese de Doutorado, Unicamp, 2009.

MEDEIROS, P. F. de M. *Condições Gerais do Fornecimento*. 2009. Curso de Gestão de Negócios do Setor de Energia Elétrica - CGNE, Fundação Coge, 2009.

- MIELNIK, O. *Energia Elétrica e Inovações Energéticas*. 2011. FGV Projetos.
- MME. *Conselho Nacional de Política Energética*. 2012. Disponível em: <[http://www.mme.gov.br/mme/menu/conselhos\\_comite/cnpe.html](http://www.mme.gov.br/mme/menu/conselhos_comite/cnpe.html)>. Acesso em: 25 de abril de 2012.
- MONTE, B. *Sistema de Inferência Nebulosa Aplicado ao Planejamento da Operação Hidrotérmica de Médio Prazo*. 2009. Dissertação de Mestrado, UNICAMP, 2009.
- MONTICELLI, A. J.; GARCIA, A. *Introdução a sistemas de energia elétrica*. [S.l.]: Ed Unicamp, 2000. ISBN 8526804871.
- MORENO, S. R.; KAVISKI, E. Otimização do planejamento hidroelétrico de pequenas centrais hidrelétricas através de enxames de partículas. In: *VIII Congresso Brasileiro de Planejamento Energético*. [S.l.: s.n.], 2012.
- NAGHETTINI, M.; PINTO, É. J. de A. *Hidrologia estatística*. Belo Horizonte: Serviço Geológico do Brasil - CPRM, 2007. ISBN 978-85-7499-023-1.
- NEIRA, K. L. *Curvas de Regularização para Reservatórios Parcialmente Cheios e Confiabilidade Constante*. 2005. Dissertação de Mestrado, UFPR, 2005.
- NEOS. *NEOS Server for Optimization*. 2012. Disponível em: <<http://neos.mcs.anl.gov/neos/>>. Acesso em: 30 de maio de 2012.
- NILSSON, O.; SJELVGREN, D. *Variable Splitting Applied to Modeling of Start-Up Costs in Short Term Hydro Generation Scheduling*. 1996. IEEE/PES Summer Meeting, 96SM497-8PWRS, Denver, Colorado, 1996.
- NOCEDAL, J.; WÄCHTER, A.; WALTZ, R. A. Adaptive barrier update strategies for nonlinear interior methods. *SIAM J. on Optimization*, Society for Industrial and Applied Mathematics, Philadelphia, PA, USA, v. 19, n. 4, p. 1674–1693, jan. 2009. ISSN 1052-6234. Disponível em: <<http://dx.doi.org/10.1137/060649513>>.
- NOCEDAL, J.; WRIGHT, S. J. *Numerical optimization*. [S.l.]: Springer, 2006. (Springer series in operations research). ISBN 9780387303031.
- NOCEDAL, J.; WRIGHT, S. S. *Numerical Optimization*. 1. ed. U.S.A: Springer, 1999.
- OHISHI, T. *Programação da Operação de Usinas Hidrelétricas*. 2011. Curso de Coordenação da Operação de Sistemas Eletroenergéticos, Unicamp, 2011.
- OLIVEIRA, M. L. de. *Método de Pontos Interiores com Técnicas de Região de Garantia para Resolver o Problema de Fluxo de Potência Ótimo Reativo*. 2008. Disponível em: <<http://gnom.upc.edu/PDFs/reports/marinaariovaldoheredia-relatorio-08.pdf/view>>. Acesso em: 28 de novembro de 2012.
- ONS. *Procedimentos de Rede, Módulo 26 - Modalidade de Operação de Usinas*. 2011. Disponível em: <<http://www.ons.org.br>>. Acesso em: 15 de jan. de 2012.
- ONS. *Evolução do Setor Elétrico Brasileiro*. 2012. Disponível em: <[http://www.ons.org.br/entenda\\_setor/evolucao\\_setor.aspx](http://www.ons.org.br/entenda_setor/evolucao_setor.aspx)>. Acesso em: 25 de abril de 2012.

- PEREIRA, M. V. F.; CUNHA, S. H. F.; TERRY, L. A.; MOSSÉ, A. Modelos computacionais para planejamento e operação de sistemas hidrotérmicos de grande porte. *Revista Controle & Automação*, Vol.1, no.1, 1987, 1987.
- RAGHEB, M.; RAGHEB, A. M. Wind turbines theory - the betz equation and optimal rotor tip speed ratio. 2011. Disponível em: <<http://www.intechopen.com/books/fundamental-and-advanced-topics-in-wind-power/wind-turbines-theory-the-betz-equation-and-optimal-rotor-tip-speed-ratio>>.
- RAMOS, T. P. *Modelo Individualizado de Usinas Hidrelétricas Baseado em Técnicas de Programação Não Linear Integrado com o Modelo de Decisão Estratégica*. 2011. Dissertação de Mestrado, UFJF, 2011.
- RIBEIRO, E. B. *Desafios para a expansão do mercado de fontes incentivadas: uma análise da atratividade do ponto de vista do consumidor especial*. 2009. Dissertação de Mestrado, USP, 2009.
- RIPPL, W. *Capacity of Storage Reservoirs for Water Supply*. 1883. Proceedings of The Institution of Civil Engineers, v. 71, 1883.
- RODRIGUES, N. M. *Um algoritmo cultural para problemas de despacho de energia elétrica*. 2007. Dissertação de Mestrado, UEM, 2007.
- RODRIGUES, R. N.; FINARDI, E. C.; SILVA, E. L. da. Alocação de unidades hidrelétricas no problema da programação da operação energética utilizando relaxação lagrangeana e lagrangeano aumentado. *Revista Controle & Automação*, Vol.17, no.2, Abril, Maio e Junho 2006, 2006.
- SALMAZO, C. T. *Modelo de Otimização Eletro-Energético de Curto Prazo (Pré-Despacho) Aplicado ao Sistema COPEL*. 1997. Dissertação de Mestrado, Unicamp, 1997.
- SANTOS, E. F. dos. *Um Modelo de Pré-Despacho em Usinas Hidrelétricas Usando Algoritmos Genéticos*. 2001. Dissertação de Mestrado, Unicamp, 2001.
- SANTOS, M. Acesso à transmissão: O sintrel como elemento indutor da competitividade. *Eletricidade Moderna*. Ano XXIII, Nº 256, Junho 1995. pp 88-107, Aranda Editora, São Paulo, 1995.
- SANTOS, R. L. da S. *O estudo da influência do ciclo de partidas e paradas no estator de geradores síncronos*. Dissertação (Mestrado Profissional) — UFPA, Belém, 2011.
- SCHERER, F.; ROSS, D. *Industrial market structure and economic performance*. 3. ed. [S.l.]: Houghton Mifflin, 1990. ISBN 0395357144.
- SCILAB. *About Scilab Consortium*. 2012. Disponível em: <<http://www.scilab.org/aboutus-/consortium>>. Acesso em: 23 de março de 2012.
- SHANNO, D. Who invented the interior-point method? In: *Optimization Stories*. DOCUMENTA MATHEMATICA, 2012. Extra Volume: Optimization Stories, p. 55–64. Disponível em: <<http://www.math.uiuc.edu/documenta/vol-ismmp/vol-ismmp.html>>.

- SHIMOMURA, J.; ÁVILA, R. M. R. *Inserção de usinas termelétricas no parque gerador brasileiro: avaliação dos intercâmbios entre subsistemas, vertimentos e energia gerada resultantes de possíveis cenários de expansão*. 2005. Trabalho de Conclusão de Curso (Graduação em Engenharia Industrial Elétrica) - Universidade Tecnológica Federal do Paraná. Orientador: Alvaro A. W. de Almeida, Curitiba, 2005.
- SILVA, E. L. da. *Formação de Preços em Mercados de Energia Elétrica*. [S.l.]: SAGRA LUZZATTO, 2001. ISBN 9788524106460.
- SILVA, L. L. da. *A Compensação Financeira das Usinas Hidrelétricas Como Instrumento Econômico de Desenvolvimento Social, Econômico e Ambiental*. 2007. Dissertação de Mestrado, UNB, 2007.
- SILVA, R. P. da. *Gestão de Riscos para Tomada de Decisão na Contratação de Energia Elétrica no Curto Prazo por Indústrias Eletrointensivas*. 2011. Dissertação de Mestrado, UNIFEI, 2011.
- SOARES FILHO, S. *Avaliação da Metodologia de Cálculo da Energia Assegurada do Setor Elétrico Brasileiro*. 2011. Curso de Coordenação da Operação de Sistemas Eletroenergéticos, Unicamp, 2011.
- SOARES FILHO, S.; SALMAZO, C. T. *Minimum Loss Predispach Model for Hydroelectric Power Systems*. 1997. IEEE Transactions on Power Systems, vol. 12, no. 3, pp. 1220-1228, August, 1997.
- SOKEL, C. T. *Modelo de Sazonalização da Energia Assegurada de Usinas Hidrelétricas utilizando Algoritmos Genéticos*. 2008. Dissertação de Mestrado, USP, 2008.
- TAHA, H. A. *Operations Research: An Introduction*. 8. ed. United States: Pearson Prentice Hall, 2007.
- TAKAHASHI, R. H. C. *Otimização Escalar e Vetorial*. 2007. Livro-texto utilizado no curso de Otimização Escalar e Vetorial (Pós-Graduação em Matemática), Belo Horizonte, Janeiro de 2007. Disponível em: <<http://www.mat.ufmg.br/~taka/>>. Acesso em: 29 de julho de 2011.
- TAN, Y.; SHI, Y.; TAN, K. C. *Advances in Swarm Intelligence, Part I*. 2010. First International Conference, ICSI 2010, Beijing, China, June 12-15, 2010, Proceedings, Part I, 1st Edition, 746 p.
- TAN, Y.; SHI, Y.; TAN, K. C. *Advances in Swarm Intelligence, Part II*. 2010. First International Conference, ICSI 2010, Beijing, China, June 12-15, 2010, Proceedings, Part II, 1st Edition, 772 p.
- TOLMASQUIM, M. T. *Novo Modelo do Setor Elétrico Brasileiro*. 1. ed. Brasília: Synergia; EPE, 2011.
- TOP500. *Top 500 Supercomputer sites*. 2011. Disponível em: <<http://www.top500.org/>>. Acesso em: 17 de julho de 2011.
- VIANA, F. G. Publicação da portaria 463 surpreende mercado de pchs. *PCH Notícias e SHP News*, no.44, Jan/Fev/Mar 2010, p. 04-09, 2010.

VIEIRA, D. P. *Modelo econômico de programação diária da geração considerando os custos de parada e partida e operação como compensador síncrono*. Dissertação (Mestrado em Ciências) — UTFPR, Curitiba, 2006.

WÄCHTER, A. *An Interior Point Algorithm for Large-Scale Nonlinear Optimization with Applications in Process Engineering*. 2002. PhD thesis, Carnegie Mellon University, Pittsburgh, PA, USA, January 2002.

WÄCHTER, A. Short tutorial: Getting started with ipopt in 90 minutes. In: NAUMANN, U.; SCHENK, O.; SIMON, H. D.; TOLEDO, S. (Ed.). *Combinatorial Scientific Computing*. Dagstuhl, Germany: Schloss Dagstuhl - Leibniz-Zentrum fuer Informatik, Germany, 2009. (Dagstuhl Seminar Proceedings, 09061). ISSN 1862-4405. Disponível em: <<http://drops-dagstuhl.de/opus/volltexte/2009/2089>>.

WÄCHTER, A.; BIEGLER, L. T. On the implementation of an interior-point filter line-search algorithm for large-scale nonlinear programming. *Math. Program.*, Springer-Verlag New York, Inc., Secaucus, NJ, USA, v. 106, n. 1, p. 25–57, maio 2006. ISSN 0025-5610. Disponível em: <<http://dx.doi.org/10.1007/s10107-004-0559-y>>.

WÄCHTER, A.; LAIRD, C. *Interior Point OPTimizer*. 2005. Disponível em: <<https://projects.coin-or.org/Ipopt>>. Acesso em: 5 de set. de 2011.

WIKIPEDIA. *Hydroelectricity* — *Wikipedia, The Free Encyclopedia*. 2012. [Online; acessado em 8 de novembro de 2012]. Disponível em: <<http://en.wikipedia.org/wiki/Hydroelectricity>>.

WREDE, R. C.; SPIEGEL, M. *Advanced Calculus*. 2. ed. U.S.A.: McGraw-Hill, 2002.

WURBS, R. A. Reservoir system simulation and optimization models. *Journal of Water Resources Planning and Management, ASCE Library*, 1993.

YAKOWITZ, S. *Dynamic programming applications in water resources*. 1982. WATER RESOURCES RESEARCH, VOL. 18, NO. 4, P. 673, 1982.

YEH, W. W.-G. Reservoir management and operation models: A state-of-the-art review. *Water Resources Research*, 1985.